Informe Financiero Anual Consolidado 2021

enel

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.
WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

Informe Financiero Anual Consolidado 2021

Este documento está preparado en formato PDF para facilitar su lectura. Este documento es una versión complementaria a la versión oficial que cumple con las disposiciones del Reglamento Delegado (UE) 2019/815 de la Comisión Europea (Reglamento ESEF - Formato Electrónico Único Europeo) y está disponible en la página web de la Sociedad (www.enel.com), así como en el mecanismo de almacenamiento autorizado denominado "eMarket STORAGE" (www.emarketstorage.com).

Enel is Open Power

POSICIONAMIENTO
Open Power

VISIÓN
Open Power para resolver algunos de los mayores desafíos de nuestro mundo.

MISIÓN

- Abrimos el acceso a la energía a más personas.
- Abrimos el mundo de la energía a nuevas tecnologías.
- Nos abrimos a nuevos usos de la energía.
- Nos abrimos a nuevas vías de gestión de la energía para las personas.
- Nos abrimos a nuevas colaboraciones.

COMPORTAMIENTOS

- Toma decisiones en el día a día y asume su responsabilidad.
- Comparte la información siendo colaborador y abierto a la contribución de los demás.
- Cumple con sus compromisos, llevando a cabo su actividades con determinación y pasión.
- Rápidamente cambia sus prioridades si el contexto cambia.
- Aporta resultados mediante la búsqueda de la excelencia.
- Adopta y promueve comportamientos y actuaciones seguras y proactivas para mejorar las condiciones de salud, seguridad y bienestar.
- Se compromete a la integración de todos, reconociendo y valorando las diferencias individuales (cultura, sexo, edad, discapacidad, personalidad, etc.).
- En su trabajo se preocupa por garantizar la satisfacción del cliente y/o de los compañeros, actuando con eficacia y rapidez.
- Propone nuevas soluciones y no se rinde ante los obstáculos o los fracasos.
- Reconoce el mérito de los compañeros y ofrece comentarios que mejoran su contribución.

VALORES

- Confianza
- Proactividad
- Responsabilidad
- Innovacíon

Carta a los accionistas y a los restantes grupos de interés

Michele Crisostomo

Presidente

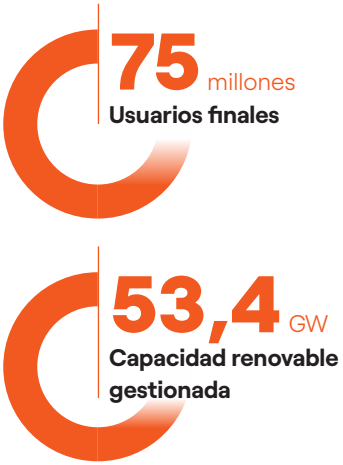
Francesco Starace

Consejero Delegado y Director General

Estimados accionistas, estimados señores y señoras:

2021 ha sido el año durante el cual el Grupo Enel aceleró fuertemente su estrategia de transición energética hacia un modelo de negocio descarbonizado basado en la centralidad del cliente.
Somos el mayor operador privado de energía renovable del mundo, con 53,4 GW de capacidad gestionada, y la mayor empresa privada de distribución de electricidad a nivel mundial, con más de 75 millones de usuarios finales conectados a nuestras redes, las más avanzadas del mundo en términos de digitalización. Además, gestionamos la mayor base de clientes entre las empresas privadas, con más de 69 millones de clientes.
Nuestro modelo de negocio, basado íntegramente en plataformas digitales, nos permite aprovechar de forma óptima las oportunidades derivadas de la transición energética mundial.

Los sólidos resultados económicos y financieros del Grupo Enel en 2021 permitieron cumplir los objetivos comunicados al mercado, incluidos el EBITDA y el beneficio neto ordinario.
El liderazgo del Grupo en materia de sostenibilidad ha sido reconocido una vez más en todo el mundo, también por su presencia constante en varias clasificaciones, índices y rankings de sostenibilidad importantes.
Además, la posición de Enel se ha vuelto a confirmar en los principales índices que monitorean el desempeño corporativo en materia de diversidad de género.
En 2021, nos confirmamos de nuevo como la primera empresa de servicios públicos de Europa por capitalización bursátil y la segunda del mundo.



Entorno macroeconómico

El entorno económico mundial en 2021 fue testigo de una recuperación generalizada a escala global, con un crecimiento del PIB mundial estimado en torno al 5,8% interanual, apoyado por las políticas fiscales de los gobiernos y los fuertes estímulos de los bancos centrales, así como por la exitosa campaña de vacunación puesta en marcha en muchos países a partir del segundo trimestre del año.
En Estados Unidos, el PIB aumentó un 5,7% interanual en 2021, aunque el descenso del consumo privado y la producción industrial, la escasez de materias primas y el fuerte aumento de los precios de la energía frenaron la economía en los últimos meses del año.
En la eurozona, la economía real sufrió una recuperación sustancial en 2021, con un crecimiento del PIB del 5,2% interanual, impulsado por una fuerte recuperación en el segundo y tercer trimestre, pero con indicios de desaceleración en el cuarto debido a las repentinas subidas de los precios de la energía y a la introducción de restricciones a la actividad y a la movilidad por la fuerte propagación de la variante Omicron.

Del mismo modo, en América Latina, los resultados económicos de 2021 estuvieron fuertemente influenciados por el progreso de las campañas nacionales de vacunación, con un aumento del PIB medio en los principales países en los que el Grupo está presente de casi un 10% en comparación con el año anterior.
La recuperación general y la reapertura de las actividades comerciales a principios de 2021 generaron fuertes desequilibrios entre la oferta y la demanda, creando graves distorsiones en las cadenas de suministro y, en consecuencia, provocando presiones inflacionistas que repercutieron posteriormente en los precios de los bienes intermedios y de consumo.
Durante 2021, el mercado petrolero experimentó un notable aumento de sus índices, debido al optimismo sobre la recuperación de la actividad económica, combinado con las prudentes medidas de la OPEP respecto a los recortes de producción.
El mercado europeo del gas experimentó una gran volatilidad, impulsada tanto por factores de demanda como de oferta, lo que contribuyó a un fuerte aumento de los precios en el cuarto trimestre de 2021. Los precios del CO_2 también subieron, tras el fuerte compromiso expresado por las autoridades

europeas, que manifestaron su voluntad de reducir las emisiones de CO_2 en al menos un 55% de aquí a 2030, lo que provocó la subida del precio de las materias primas (*commodities*) por encima de los 80 euros/t a finales de diciembre.
La dinámica alcista registrada en 2021 en los mercados de *commodities* provocó un fuerte aumento de los precios de la electricidad en toda Europa, que, en el caso de Italia y España, superó el 220% respecto a 2020.
El año 2021 también se caracterizó por las fuertes subidas de los precios de los principales metales industriales. El repunte de la actividad económica y la puesta en marcha de planes de inversión han impulsado la demanda, mientras que la oferta, lastrada tanto por problemas de disponibilidad como por cuellos de botella logísticos, se ha visto en dificultades, generando escasez en el mercado y provocando una fuerte subida de precios.

El escenario mundial, ya caracterizado por la alta volatilidad de los precios, se vio aún más sacudido en febrero de 2022 por la intervención militar rusa en Ucrania.
Un conflicto dramático por sus consecuencias sobre la población civil y con un profundo efecto sobre los equilibrios geopolíticos, económicos y energéticos del mundo, con importantes repercusiones en particular sobre la seguridad energética de los países de la Unión Europea.

En este escenario en constante evolución, el Grupo sigue con atención el contexto internacional, evaluando puntualmente el impacto en las actividades, la situación financiera y los resultados económicos de los principales países de la zona euro en los que opera, con especial referencia a la menor disponibilidad de materias primas procedentes de las zonas afectadas por el conflicto y al aumento generalizado de los precios de las materias primas.

Resultados económicos

Beneficio neto ordinario

5.600
millones de euros

+8%
con respecto al 2020

En 2021, el Grupo Enel continuó con su trayectoria de crecimiento, alcanzando todos los objetivos comunicados al mercado financiero, a pesar de la continua inestabilidad ligada a la pandemia del COVID-19 y del escenario de incertidumbre debido a la volatilidad de los precios de *commodities*.
En concreto, el ejercicio 2021 se cerró con un EBITDA ordinario de 19.200 millones de euros, lo que supone un aumento del 6,7% respecto a 2020. El beneficio neto ordinario, sobre el que se calcula el dividendo, alcanzó los 5.600 millones de euros, un 8% más que el año anterior. El dividendo de 2021 asciende a 38 céntimos de euro por acción, un 6,1% más que en 2020. En cuanto a la generación de efectivo, el FFO en 2021 fue alrededor de un 3% superior al del año anterior, a pesar de los impactos en el capital circulante relacionados con la todavía inestable situación macroeconómica. La deuda neta se situó en 52.000 millones de euros, por debajo de lo previsto por el mercado.

Principales acontecimientos

Al igual que en años anteriores, en 2021 Enel logró un nuevo récord en términos de capacidad de generación renovable, construyendo 5.120 MW de nueva capacidad renovable a nivel mundial, incluyendo 220 MW de baterías por primera vez, a la vez que sigue aumentando su cartera de proyectos hasta 370 GW en todo el mundo.

La capacidad instalada de renovables alcanzó los 53,4 GW, dando un paso importante hacia la plena descarbonización del mix de generación y eliminando 1.983 MW de capacidad instalada[1] de carbón.

El año 2021 marcó un récord por segundo año consecutivo en términos de energía

(1) 1.120 MW de Litoral (Andalucía, España), 548 MW de La Spezia (Liguria, Italia) y 315 MW de las Unidades 1 y 2 de Fusina (Véneto, Italia).

producida a partir de fuentes renovables, con aproximadamente 118 TWh, que representan el 51% de la producción total del Grupo.
Como resultado, el Grupo redujo las emisiones específicas de CO_2, a 227 gCO_{2eq}/kWh, un 45% menos que el valor de 2017, confirmando su camino hacia el objetivo certificado por SBTi de 82 gCO_{2eq}/kWh para 2030.
Gracias a las inversiones en redes y al impulso simultáneo a la digitalización de sistemas y procesos, hemos alcanzado los 75 millones de clientes conectados a nuestras redes, el 60% de los cuales están equipados con contadores inteligentes, y hemos superado el millón de prosumidores (clientes que son a la vez consumidores y productores de electricidad) conectados a las redes del Grupo. Además, el volumen de electricidad distribuido en nuestras redes en todo el mundo alcanzó los 510 TWh en 2021, superando los niveles registrados en el periodo prepandémico.
Para hacer frente a las nuevas necesidades de uso de la red y al nuevo papel de los operadores de distribución de electricidad (DSO), en 2021 se puso en marcha el proyecto Grid Futurability® en el marco de la COP26, con el que el área de Infraestructuras y Redes Globales (GI&N) definió una trayectoria hasta 2030 para la renovación, actualización, digitalización y expansión de las redes eléctricas.
2021 fue también un año crucial para el avance del proyecto Grid Blue Sky, destinado a rediseñar el modelo de explotación con la lógica de la plataforma, haciendo que las operaciones de la red sean significativamente más eficientes y permitiendo nuevos servicios para los clientes.
Además, en 2021 se puso en marcha Gridspertise, una empresa creada a partir de la exitosa experiencia del Grupo en el ámbito de la innovación tecnológica y digital de las redes de distribución, con el objetivo de poner a disposición de terceras empresas distribuidoras soluciones innovadoras para acelerar la transición energética.
El Grupo confirma su liderazgo en la gestión dela mayor base de clientes del mundo, con 16 minoristas, 69 millones de clientes de *commodities* y 7 millones de clientes "más allá de *commodities*".
Con el fin de simplificar la experiencia del cliente y maximizar su satisfacción, en abril se creó una Función de Servicio de Global Customer Operations (Operaciones Globales de Clientes) con la responsabilidad de gestionar y optimizar los procesos de activación, facturación, crédito y atención al cliente, aprovechando un modelo operativo de plataforma.
Además, para aprovechar las increíbles oportunidades que ofrece el proceso de electrificación que caracterizará la próxima década, se creó una nueva unidad organizativa global Enel X Global Retail con la tarea de implementar una única estrategia de ventas y marketing hacia los clientes finales, integrando el mercado de *commodities* con soluciones "más allá de *commodities*" que ofrecen los negocios de Enel X. Nuestro liderazgo se reforzará en el segmento *Business to Government*, en los servicios de gestión activa de la demanda para nuestros clientes industriales y en las soluciones de almacenamiento de energía para el segmento *Business to Business*.
Para acelerar aún más la electrificación del transporte, hemos lanzado la nueva Enel X Way, con el objetivo de dar aún más fuerza al desarrollo de la movilidad eléctrica, un negocio clave para la transición energética.
Dentro de las operaciones extraordinarias, en diciembre de 2021a se cerró la venta del 50% del capital social de Open Fiber, en manos de Enel, a Macquarie Infrastructure Real Assets y CDP Equity, que adquirieron el 40% y el 10%, respectivamente.
En el plano financiero, el 4 de marzo de 2021 se emitió un bono híbrido perpetuo contabilizado en acciones por un importe de 2.250 millones de euros. Esta operación aumentó la cartera de híbridos del Grupo hasta aproximadamente 5.600 millones de euros y reforzó y optimizó aún más la estructura de capital del Grupo.
Entre junio y septiembre de 2021, Enel emitió bonos "sustainability-linked" en euros y dólares estadounidenses por un importe total equivalente a unos 10.100 millones de euros. Estos temas están vinculados a la consecución del objetivo de sostenibilidad de Enel relacionado con

10.100
millones de euros
Bonos "sustainability-linked" emitidos entre junio y septiembre de 2021

55%
Financiaciones sostenibles sobre la deuda bruta total

la reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), y en línea con el "Sustainability-Linked Financing Framework" ("Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad") del Grupo, actualizado en enero de 2021.
Al mismo tiempo, Enel llevó a cabo operaciones de recompra y cancelación de bonos en circulación no vinculados a la consecución de los objetivos ODS mediante dos operaciones de oferta pública de adquisición voluntaria y el ejercicio de opciones de recompra específicas por un importe total en euros de aproximadamente 7.400 millones de euros.

Los programas de emisión y recompra de bonos han permitido al Grupo alcanzar un ratio de fuentes de financiación sostenibles sobre la deuda bruta total de aproximadamente el 55%, reduciendo al mismo tiempo el coste de la deuda del Grupo hasta el 3,5% actual.
Además, el 5 de marzo de 2021, Enel firmó con un grupo de bancos una línea de crédito renovable por un importe de 10.000 millones de euros y con una duración de cinco años. La línea de crédito está vinculada al indicador clave de rendimiento ("KPI") relacionado con las emisiones directas de gases de efecto invernadero.

Estrategia y previsiones para 2022-2024

A lo largo de la última década, hemos visto cómo el desarrollo de las energías renovables ha sido la tendencia dominante en la generación de energía debido a los menores costes, lo que ha permitido que la descarbonización avance a un ritmo más rápido.
Del mismo modo, esperamos que la electrificación caracterice la década actual, como elemento crucial para evitar las graves consecuencias de un aumento de la temperatura de más de 1,5 °C por encima de los niveles pre industriales.
De hecho, gracias a la electrificación, los clientes convertirán gradualmente su consumo de energía hacia la electricidad, con mejoras en términos de gasto, eficiencia, emisiones y estabilidad de precios.
Con el nuevo Plan Estratégico, el Grupo ha confirmado el camino hacia 2030 ya trazado, aumentando las inversiones previstas en el anterior Plan Industrial en un 6%, hasta alcanzar aproximadamente 210.000 millones de euros en inversiones directas y de terceros.
El Grupo ha confirmado el uso de dos modelos de negocio diferentes (Ownership y Stewardship) para alcanzar los objetivos definidos, que se aplicarán según la geografía de interés y el contexto operativo.
La estrategia y el posicionamiento del Grupo para 2030 han adelantado 10 años el compromiso de "Cero emisiones directas e indirectas" ("Net Zero"), de 2050 a 2040. En particular, en lo que respecta a la generación de energía y la venta de electricidad y gas natural a los clientes finales, Enel se ha comprometido a lograr cero emisiones, sin recurrir a medidas de eliminación de CO_2 ni a soluciones basadas en la naturaleza, como la reforestación.
El plan a través del cual el Grupo prevé anticiparse a este ambicioso objetivo se basa en la aplicación de una serie de pasos estratégicos clave: (i) la previsión de abandonar la generación con carbón en 2027 y gas en 2040, sustituir la cartera termoeléctrica por nueva capacidad renovable, así como aprovechar la hibridación de las renovables con soluciones de almacenamiento; (ii) en 2040 la electricidad vendida por el Grupo se producirá al 100% a partir de renovables y en ese mismo año el Grupo abandonará el negocio de venta de gas al por menor.

210.000
millones de euros
Inversiones directas y de terceros para 2030

En apoyo de sus objetivos a largo plazo, el Grupo espera invertir directamente alrededor de 45.000 millones de euros durante el período 2022-2024, de los cuales 43.000 millones de euros a través del modelo de propiedad, principalmente en el crecimiento y la mejora de la red y en el desarrollo de las energías renovables, y alrededor de 2.000 millones de euros en Stewardship, mientras que moviliza 8.000 millones de euros de terceros.

Aproximadamente el 94% de las inversiones de 2022-2024 en base consolidada están alineadas con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas y se estima que estas inversiones se alinearán con los criterios de la taxonomía europea en un porcentaje superior al 85%.

El Grupo espera aumentar su capacidad renovable gestionada hasta unos 77 GW a finales de 2024, logrando así que alrededor del 77% de su producción sea de cero emisiones, con una disminución de las emisiones específicas de gases de efecto invernadero de más del 35% en el mismo período.

En las redes de distribución, la aceleración de las inversiones, gracias en parte a las oportunidades creadas por los Planes Nacionales de Recuperación y Resiliencia lanzados por la Unión Europea, llevará a un crecimiento de la Regulated Asset Base (RAB) del Grupo del 14%, que alcanzará aproximadamente 49.000 millones de euros en 2024, lo que permitirá dar servicio a un total de aproximadamente 81 millones de clientes, 4 de ellos gracias a la aplicación del modelo de Stewardship.

La centralidad de nuestros clientes en el modelo de negocio del Grupo hace que el margen integrado, es decir, el margen derivado de la venta de la energía producida y comprada, sea una piedra angular de nuestro Plan, y su correcta gestión requiere la optimización conjunta de las fases de venta y aprovisionamiento. En comparación con los resultados de 2021, esperamos que el margen integrado crezca 1,6 veces hasta 2024. Esto irá acompañado de una disminución de aproximadamente el 15% en el coste total de la energía vendida en comparación con 2021.

En cuanto a los resultados, el Grupo espera que el EBITDA ordinario se sitúe entre 21.000 y 21.600 millones de euros en 2024, con un crecimiento de alrededor del 11% respecto a los resultados obtenidos en 2021. Al mismo tiempo, se espera que los ingresos netos ordinarios aumenten alrededor de un 20%, pasando de 5.600 millones de euros en 2021 a entre 6.700 y 6.900 millones de euros en 2024.

La política de dividendos de Enel para el período sigue siendo simple, predecible y atractiva. Se espera que los accionistas reciban un dividendo fijo por acción ("DPS") que se prevé que crezca un 13% de 2021 a 2024, hasta alcanzar los 0,43 euros/acción.

Índice

CARTA A LOS ACCIONISTAS Y A LOS RESTANTES GRUPOS DE INTERÉS 6

INFORME DE GESTIÓN

BASES DE LA PRESENTACIÓN 14

1.

GRUPO ENEL 20

Aspectos destacados 22

World Economic Forum (WEF) 26

Taxonomía de la Unión Europea 28

El proceso de creación de valor y el modelo de negocio 31

Localización geográfica de Enel 36

2.

GOBIERNO CORPORATIVO 38

Accionistas de Enel 40

Órganos sociales 42

Sistema de gobierno corporativo de Enel y estructura de poder 44

Modelo organizativo de Enel 51

Sistema de incentivos 54

Valores y pilares de la ética empresarial 55

3.

ESTRATEGIA DEL GRUPO Y GESTIÓN DE RIESGOS 58

Estrategia del Grupo 60

Escenario de referencia 74

- Entorno macroeconómico 74
- El sector energético 76
- Cambio climático y escenarios a largo plazo 79
- Evaluación de los riesgos y oportunidades relacionados con el Plan Estratégico 97

Gestión de riesgos 98

Guía de navegación del documento

Para facilitar la consulta, el documento, además de enlaces de hipertexto, tiene interacciones que permiten la navegación.

- Volver al menú general
- Ve a...
- Buscar en
- Imprimir
- Atrás/adelante
- PyG Estado del resultado
- BS Estado de situación financiera
- EFE Estado de flujos de efectivo
- PN Estado de cambios en el patrimonio
- OCI Estado del resultado integral

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

4.

5.

6.

LOS RESULTADOS DEL GRUPO **130**

Definición de los indicadores de resultados 132

Resultados del Grupo 134

Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas 162

Análisis patrimonial y financiero del Grupo 163

Resultados económicos por Línea de Negocio 170

El título de Enel 205

Innovación y digitalización 208

La centralidad de las personas 212

Hechos importantes del 2021 223

Aspectos reglamentarios y arancelarios 231

PERSPECTIVAS FUTURAS **252**

Evolución previsible de la gestión 254

Otra información 256

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS **260**

Estados financieros consolidados 262

Notas explicativas 269

Declaración del Consejero Delegado y del Director responsable 444

INFORMES **445**

Informe del Comité de Auditoría 445

Informe de la sociedad de auditoría 461

ANEXOS **472**

Empresas del Grupo Enel y participaciones significativas al 31 de diciembre de 2021 472

Bases de la presentación

El enfoque de Enel sobre los informes corporativos

El Informe Financiero Anual Consolidado Integrado de Enel, compuesto por el Informe de Gestión inspirado en el pensamiento integrado (*integrated thinking)* y los Estados financieros consolidados preparados de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad NIIF/NIC, representa el documento "Core" del sistema de información corporativa integrada del Grupo Enel, basado en la transparencia y la responsabilidad de la información.

El objetivo del Informe Anual Consolidado Integrado de Enel es contar la historia de su pensamiento estratégico-sostenible y presentar los resultados y las perspectivas a medio y largo plazo del modelo de negocio sostenible e integrado que en los últimos años ha fomentado la creación de valor en el contexto del proceso de transición energética.

El Grupo Enel se ha inspirado en el enfoque de presentación de informes "Core&More", diseñando su propio sistema de informes corporativos para servir a todas las partes interesadas de forma conectada, lógica y estructurada, y desarrollando su propio concepto para presentar la información económica, social, medioambiental y de gobierno, en línea con la normativa específica, las recomendaciones de referencia y las mejores prácticas internacionales.

Este "Core Report" pretende ofrecer una visión holística del Grupo, de su modelo de negocio sostenible e integrado y del correspondiente proceso de creación de valor a medio y largo plazo, incluyendo la información cualitativa y cuantitativa, financiera y no financiera, que se considera más relevante a partir de una evaluación de materialidad, que también tiene en cuenta las expectativas de todas las partes interesadas.

Los "More Report", por su parte, incluyen, también sobre la base de una normativa de referencia específica, información más detallada y adicional con respecto al "Core Report", cuya información también está vinculada a este a través de "referencias cruzadas".

Marco de informes corporativos

El enfoque CORE & MORE del Grupo Enel

Informe y Balance del ejercicio de Enel SpA

Elaborado conforme al apartado 3 del artículo 9 del Decreto Legislativo n.° 38 del 28 febrero de 2005

Informe de Sostenibilidad

Incluye la Declaración Consolidada No Financiera redactata siguendo el Decreto Legislativo n.° 254/2016 y presenta el modelo de negocio sostenibile de Enel con el objetivo de crear valor para todas las partes interesadas y contribuir así a la realización de los 17 Objectivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas

Informe sobre la política de remuneración

Describe el Sistema de remuneración de Enel, conforme al artículo 123-*ter* del la Ley de Finanzas

Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad

Describe el Sistema de Gobierno Corporativo de Enel, conforme a los artículos 123-*bis* de la Ley de Finanzas y 144-*decies* del Reglamento Emisor CONSOB

El Informe Financiero Anual Consolidado Integrado y el análisis de materialidad

El Informe Financiero Anual Consolidado Integrado, como expresión del pensamiento integrado, pretende representar la capacidad del modelo de negocio para crear valor a corto, medio y largo plazo para los grupos de interés, asegurando la conectividad entre la información presentada en él.

El Grupo mantiene una relación constante con todos los grupos de interés, con el fin de comprender y satisfacer sus necesidades también en materia de información, teniendo en cuenta la importancia de los impactos del modelo de negocio del Grupo en todos los intereses implicados, con el fin de crear valor compartido.

La información financiera y no financiera que se presenta en los distintos documentos del sistema de informes corporativos se selecciona en función de la importancia relativa determinada sobre la base de marcos, metodologías y evaluaciones específicas.

A continuación se exponen los principios fundamentales para la elaboración del Informe de Gestión, remitiéndose al apartado específico "Forma y contenido de los estados financieros consolidados" para conocer las bases de presentación de los Estados financieros consolidados.

El Informe de Gestión del Grupo Enel integra elementos financieros y de sostenibilidad según un análisis de materialidad que tiene en cuenta las necesidades de información de los grupos de interés, incluyendo la contribución de Enel a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible ("Sustainable Development Goals" o "SDGs", por sus siglas en inglés u ODS en castellano) difundidos internacionalmente por las Naciones Unidas, incluidos en el Plan Estratégico del Grupo (por ejemplo "Energía asequible y no contaminante" (ODS 7); "Industria, innovación e infraestructuras" (ODS 9), "Ciudades y comunidades sostenibles "(ODS 11), "Acción por el clima" (ODS 13)) y las actividades puestas en marcha para contribuir a su consecución, para satisfacer las expectativas de los principales interesados en el Informe Financiero Anual Consolidado Integrado.

El Grupo Enel también lleva a cabo un análisis de doble materialidad, cuyos detalles se proporcionan en la nota metodológica (la llamada "double materiality") del Informe de Sostenibilidad.

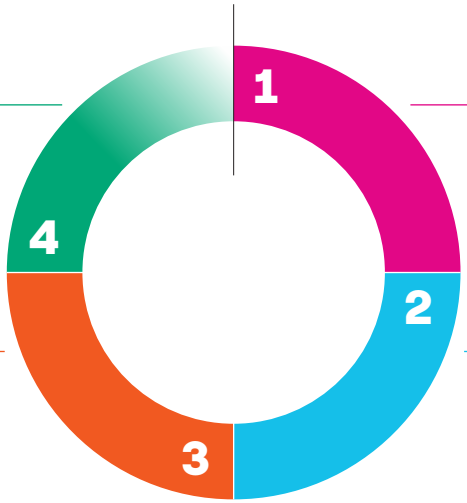
Además del concepto de materialidad, la información financiera y de sostenibilidad cualitativa y cuantitativa del Informe de Gestión se ha preparado y presentado de manera que se garantice que sea completa, precisa, neutral y comprensible.

La información contenida en el Informe de Gestión también es coherente con el año anterior.

Para ello, el Grupo aplica las mismas metodologías de un año a otro, a menos que se especifique lo contrario, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales en materia de información integrada y no financiera.

Cabe señalar que, para la elaboración de información de sostenibilidad principalmente cuantitativa, el Grupo aplica principalmente las disposiciones de la Norma GRI (*Global Reporting Initiative*), en línea con el Informe de Sostenibilidad, y los "Aspectos" del suplemento de la GRI dedicados al sector de los servicios eléctricos ("Electric Utilities Sector Disclosures"). Además, se tienen en cuenta los indicadores propuestos por "Toward Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del World Economic Forum (WEF, por sus siglas en inglés o Foro Económico Mundial), cuyos detalles se destacan en el siguiente capítulo titulado "WEF" y se incluyen en la sección "Los resultados del Grupo" de este documento.

El Informe de Gestión del Grupo está organizado en las siguientes secciones:



Gobierno corporativo

Ilustra los órganos de gestión del Grupo con el correspondiente modelo de organización y participación en las políticas de sostenibilidad y de lucha contra el cambio climático

Estrategia del Grupo y gestión de riesgos

Partiendo de una visión macroeconómica, proporciona una panorámica de la estrategia del Grupo y los objetivos principales del Plan Estratégico, ilustrando, a su vez, los principales riesgos a los que se expone el Grupo incluyendo los riesgos ligados al cambio climático y las medidas de mitigación. En esta sección se ponen de manifiesto, entre otras, las oportunidades del modelo de negocio teniendo en cuenta la actual transición energética

Los resultados del Grupo

En línea con el principio contable "NIIF 8 - Segmentos de Operación", se concentra sobre los segmentos de negocio del Grupo Enel y sobre los resultados financieros y no financieros anuales. De esta manera se aporta una visión integral de acuerdo con el modelo de negocio integrado y sostenible de Enel

Perspectivas futuras

Perfila los avances significativos ligados con la evolución de la gestión del Grupo Enel, proporcionando información con visión de futuro en línea con el Plan Estratégico

Teniendo en cuenta los resultados de la matriz de priorización y los impactos climáticos relevantes en el proceso de creación de valor del Grupo, cada sección (marcada por los cuatro pilares del Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD): Gobierno corporativo, Estrategia del Grupo y gestión de riesgos, Los resultados del Grupo y Perspectivas futuras) incluye información relacionada con el cambio climático, tal y como propone el grupo de trabajo TCFD, que emitió recomendaciones específicas en junio de 2017, adoptadas por el Grupo en la información voluntaria de los impactos financieros relacionados con los riesgos climáticos.
El Grupo también ha tenido en cuenta las recomendaciones emitidas por el CNIC en noviembre de 2019 "Normas NIIF y revelaciones relacionadas con el clima" y en noviembre de 2020 "Efectos de las cuestiones relacionadas con el clima en los estados financieros", que destacan que este riesgo debe considerarse en las hipótesis de la dirección al ejercer su opinión sobre la valoración de las partidas de los estados financieros.

Para garantizar la conectividad de la información y comunicar cómo los avances logrados en materia de sostenibilidad contribuyen a la mejora de los resultados financieros actuales y futuros, se han identificado relaciones claras y coherentes entre la información financiera clave y la relativa a la sostenibilidad, que se presentan en el Informe de Gestión para cada una de las cuatro secciones mencionadas.
Cabe señalar también que el Informe Financiero Anual Consolidado Integrado de Enel se ha publicado en la sección "Inversores" de la página web de Enel (www.enel.com).

Matriz de conectividad

Para ofrecer una representación integrada del Grupo y representar la conectividad de la información, a partir de 2020 el Grupo Enel elabora una matriz que pone de manifiesto las relaciones entre:

- los objetivos estratégicos y la contribución de Enel a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas y, en particular, a los cuatro objetivos fundamentales del Plan Estratégico (es decir ODS 7, ODS 9, ODS 11 y ODS 13);
- la gobernanza, la estrategia del Grupo y la gestión de riesgos, los resultados del Grupo y las perspectivas de futuro de cada Línea de Negocio.

Los negocios de Enel	Creación de valor y modelo de negocio	Gobierno corporativo	Estrategia del Grupo	ODS
ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION **Y** **GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT**	**GENERACIÓN Y TRADING**	• Accionistas de Enel • Órganos sociales • Sistema de gobierno corporativo de Enel y estructura de poder • Modelo organizativo de Enel • Sistema de incentivos • Valores y pilares de la ética empresarial	OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE. WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS. **"LA DÉCADA DE LA ELECTRIFICACIÓN"** **I.** Asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado **II.** Permitir la electrificación de la demanda de energía de los clientes **III.** Apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor **IV.** Anticipación de los objetivos sostenibles "Net Zero" para 2040	7, 13
RETAIL **ENEL X**	**CLIENTES**			7, 9, 11, 13
GLOBAL INFRASTRUCTURE AND NETWORKS	**REDES**			9, 11, 13

Gestión de riesgos	Los resultados del Grupo	Perspectivas futuras
Estratégicos • Novedades legislativas y reglamentarias • Tendencias macroeconómicas y geopolíticas • Riesgos y oportunidades estratégicas relacionados con el cambio climático • Panorama de la competencia **Financieros** • Tipo de interés • *Commodities* • Tipo de cambio • Crédito y Contrapartes • Liquidez **Tecnología Digital** • Cyber Security • Digitalización, eficacia informática y continuidad del servicio **Operativos** • Salud y seguridad • Medio Ambiente • Contratación, logística y cadena de suministro • Personas y organización **Cumplimiento** • Protección de datos	Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas Innovación y digitalización **ENEL GREEN POWER** Datos operativos • Producción neta de energía eléctrica • Potencia eficiente neta instalada Resultados económicos • Ingresos • Margen bruto de explotación ordinario • Resultado de operación ordinario • Inversiones **GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA Y TRADING** Datos operativos • Producción neta de energía eléctrica • Potencia eficiente neta instalada Resultados económicos • Ingresos de fuentes termoeléctricas y nucleares • Ingresos • Margen bruto de explotación ordinario • Resultado de operación ordinario • Inversiones Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas Innovación y digitalización **MERCADOS FINALES** Datos operativos • Ventas de energía eléctrica • Ventas de gas natural Resultados económicos • Ingresos • Margen bruto de explotación ordinario • Resultado de operación ordinario • Inversiones Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas Innovación y digitalización **ENEL X** Datos operativos • Respuesta a la demanda • Puntos de luz • Almacenamiento • Puntos de recarga Resultados económicos • Ingresos • Margen bruto de explotación ordinario • Resultado de operación ordinario • Inversiones Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas Innovación y digitalización **INFRAESTRUCTURAS Y REDES** Datos operativos • Redes de distribución y transporte de energía eléctrica • Frecuencia media de interrupciones por cliente • Duración media de interrupciones por cliente • Pérdidas de red Resultados económicos • Ingresos • Margen bruto de explotación ordinario • Resultado de operación ordinario • Inversiones	• Asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado • Permitir la electrificación de la demanda de energía de los clientes • Apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor • Anticipación de los objetivos sostenibles "Net Zero" para 2040 **2020-2030** Como resultado de las líneas estratégicas descritas anteriormente, entre 2020 y 2030 se espera que el EBITDA ordinario del Grupo aumente un 5-6% en términos de tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR), frente a un beneficio neto ordinario del Grupo que prevé un aumento del 6-7%, nuevamente en términos de CAGR. **2022-2024** Se espera que en 2024 el EBITDA ordinario del Grupo alcance los 21.000-21.600 millones de euros, en comparación con los 19.200 millones de euros en 2021. Se espera que el beneficio neto ordinario del Grupo aumente hasta los 6.700-6.900 millones de euros en 2024, en comparación con los 5.600 millones de euros en 2021. La política de dividendos de Enel para el período 2022-2024 sigue siendo simple, predecible e interesante. Se espera que los accionistas reciban un dividendo fijo por acción (DPS) que se prevé que aumente un 13% de 2021 a 2024, hasta alcanzar los 0,43 €/acción. **2022** • Aceleración de las inversiones en energías renovables para apoyar el crecimiento industrial y como parte de las políticas de descarbonización del Grupo. • Aumento de la inversión en las redes de distribución con el objetivo de mejorar la calidad del servicio y aumentar la flexibilidad y resistencia de la red. • Aumento de las inversiones dedicadas a la electrificación del consumo, con el objetivo de potenciar el crecimiento de la base de clientes, así como a la mejora continua de la eficiencia, con el apoyo del desarrollo de plataformas empresariales globales. • Se espera un EBITDA ordinario de 19.000-19.600 millones de euros y un beneficio neto ordinario de 5.600-5.800 millones de euros.

1. Grupo Enel

La cadena de valor y el modelo de negocio

Representación integrada de cómo el Grupo transforma los recursos disponibles en resultados y valor creado para las partes interesadas priorizando los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, 9, 11 y 13.

Las métricas del WEF y la taxonomía europea

Informes claros, transparentes y comparables mediante las métricas del WEF y la taxonomía europea.

Desarrollo sostenible en los 5 continentes

El Grupo Enel está presente en 47 países con más de 1.000 empresas.

Aspectos destacados

Ingresos

Ingresos[1] [2]

+33,3%

88.006 millones de euros

66.004 en 2020

MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN[2]

+3,9%

17.567 millones de euros

16.903 en 2020

MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO[2]

+6,6%

19.210 millones de euros

18.027 en 2020

Resultados

Resultado neto del Grupo

+22,2%

3.189 millones de euros

2.610 en 2020

RESULTADO NETO ORDINARIO DEL GRUPO

+7,6%

5.593 millones de euros

5.197 en 2020

DEUDA FINANCIERA NETA

+14,4%

51.952 millones de euros

45.415 en 2020

Inversiones

Inversiones en propiedades, planta y equipo y activos intangibles[3]

+27,5%

12.997 millones de euros

10.197 en 2020

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

-12,5%

10.069 millones de euros

11.508 en 2020

Personas

Empleados del Grupo

-0,7%

66.279 n.° de empleados

66.717 en 2020

ACCIDENTES DE "ALTA CONSECUENCIA" DE ENEL[4]

1 n.° de empleados

- en 2020

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

(2) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

(3) La cifra de 2021 no incluye 111 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

(4) Se tienen en cuenta las lesiones que han provocado consecuencias para la salud que pueden cambiar la vida de una persona para siempre.

Aspectos destacados de las Líneas de Negocio

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Global Power Generation

POTENCIA EFICIENTE NETA TOTAL INSTALADA

+3,7%

87,1 GW

84,0 en 2020

PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

+7,5%

222,6 TWh

207,1 en 2020

POTENCIA EFICIENTE RENOVABLE NETA INSTALADA

+11,3%

50,1 GW

45,0 en 2020

POTENCIA EFICIENTE RENOVABLE NETA INSTALADA SOBRE EL TOTAL

+7,3%

57,5 %

53,6 en 2020

POTENCIA EFICIENTE RENOVABLE INSTALADA ADICIONAL

+78,0%

5,18 GW

2,91 en 2020

PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE

+3,2%

108,8 TWh

105,4 en 2020

EMISIONES DIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO - ALCANCE 1 - ESPECÍFICAS[1] [2]

+5,1%

227 gCO_{2eq}/kWh

216 en 2020

(1) Los valores de los datos de 2020 se han modificado debido a la aplicación de la nueva metodología de cálculo resultante de la implantación del proyecto "Net Zero".

(2) Las emisiones específicas se calculan considerando el total de las emisiones directas (Alcance 1) en relación con el total de la producción renovable, nuclear y termoeléctrica, incluida la contribución del calor.

VChain

Global Infrastructure and Networks

USUARIOS FINALES

+1,2%

75.178.777 n.º

74.303.931 en 2020

RED DE DISTRIBUCIÓN Y DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

+0,1%

2.233.368 km(3)

2.232.023 en 2020

ENERGÍA TRANSPORTADA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENEL

+5,2%

510,3 TWh(3)

485,2 en 2020

USUARIOS FINALES CON CONTADORES INTELIGENTES ACTIVOS

+1,5%

44.968.974 n.º(3)(4)

44.293.483 en 2020

Retail

ENERGÍA VENDIDA POR ENEL

+3,8%

309,4 TWh

298,2 en 2020

CLIENTES MINORISTAS

-0,3%

69.342.818 n.º

69.517.932 en 2020

de los cuales mercado libre

+8,3%

24.839.600 n.º(3)

22.931.809 en 2020

Enel X

ALMACENAMIENTO

+205%

375 MW

123 en 2020

PUNTOS DE RECARGA

+49,6%

157.209 n.º(3)

105.079 en 2020

RESPUESTA A LA DEMANDA

+27,7%

7.713 MW

6.038 en 2020

(3) Las cifras para 2020 tienen en cuenta su cálculo más preciso.
(4) De los cuales 23,5 millones de contadores inteligentes de segunda generación en 2021 y 18,2 millones en 2020.

World Economic Forum (WEF)

El International Business Council (IBC, por sus siglas en inglés o Consejo Empresarial Internacional) del World Economic Forum (WEF, por sus siglas en inglés o Foro Económico Mundial) ha elaborado un informe, "Measuring Stakeholder Capitalism: Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation", con el objetivo de definir métricas comunes compartidas para medir, informar y comparar los niveles de sostenibilidad, es decir, la eficacia de las acciones propias en la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU, en el modelo de negocio adoptado para crear valor para las partes interesadas.

Las métricas se basan en las normas existentes y pretenden aumentar la convergencia y la comparabilidad entre los distintos parámetros utilizados en los informes de sostenibilidad actuales.

La siguiente tabla muestra las mediciones de los 21 indicadores principales señalados en el informe del WEF.

WORLD ECONOMIC FORUM			Informe Financiero Anual Consolidado Integrado 2021				
Pilar	**Tema**	**21 MÉTRICAS PRINCIPALES**	**Indicadores representativos de las 21 MÉTRICAS PRINCIPALES del WEF**	**2021**	**2020**	**Variación**	**Capítulo/Apartado que contiene todos los indicadores y la información relacionada con las 21 MÉTRICAS PRINCIPALES del WEF**
Principios de gobernanza	Propósito del Grupo	Propósito establecido					Enel is Open Power
	Calidad del órgano de gobierno	Composición del órgano de gobierno	Mujeres en el Consejo de Administración (n.º)	4	4	-	capítulo "Órganos sociales" en la sección "Gobierno corporativo"
	Compromiso de las partes interesadas	Cuestiones importantes que afectan a las partes interesadas					capítulo "Bases de la presentación"
	Comportamiento ético	Anticorrupción	Empleados formados en políticas y procedimientos anticorrupción (%)	30,3	40,0	(9,7)	capítulo "Valores y pilares de la ética empresarial" en la sección "Gobierno corporativo"
			Violaciones de conflictos de intereses/corrupción detectadas (n.º)	7	2	5	
		Asesoramiento ético protegido y mecanismos de generación de informes	Informes recibidos por violaciones del Código Ético	153	151	2	capítulo "Valores y pilares de la ética empresarial" en la sección "Gobierno corporativo"
	Supervisión de riesgos y oportunidades	Integración del riesgo y la oportunidad en el proceso de negocio					capítulo "Gestión de riesgos" en el capítulo "Estrategia del Grupo y gestión de riesgos"
Planeta	Cambio climático	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	Emisiones directas de gases de efecto invernadero - Alcance 1 (Mt_{eq})	51,6	45,7	5,9	capítulo "Lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad medioambiental" en la sección "Los resultados del Grupo"
			Emisiones indirectas de gases de efecto invernadero - Alcance 2 - Compra de electricidad de la red (basada en la ubicación) (Mt_{eq})	4,3	4,1	0,2	
			Emisiones indirectas de gases de efecto invernadero - Alcance 2 - Compra de electricidad de la red (basada en el mercado) (Mt_{eq})	7,1	6,9	0,2	
			Emisiones indirectas de gases de efecto invernadero - Alcance 3 (Mt_{eq})	69,1	64,9	4,2	
		Implementación de TCFD					secciones "Gobierno corporativo", "Estrategia del Grupo y gestión de riesgos", "Los resultados del Grupo", "Perspectivas futuras"
	Pérdida de naturaleza	Uso del suelo y sensibilidad ecológica	Hábitats recuperados (ha)	9.092	4.356	4.736	capítulo "Lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad medioambiental" en la sección "Los resultados del Grupo"
	Disponibilidad de agua potable	Consumo y extracción de agua en zonas con estrés hídrico	Extracción de agua (millones de m^3)	55,6	51,5	4,1	capítulo "Lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad medioambiental" en la sección "Los resultados del Grupo"
			Extracción de agua en zonas con estrés hídrico (%)	27,4	23,3	4,1	
			Consumo de agua total (millones de m^3)	26,3	20,4	5,9	
			Consumo de agua en zonas con estrés hídrico (%)	33,8	31,6	2,2	

WORLD ECONOMIC FORUM

Informe Financiero Anual Consolidado Integrado 2021

Pilar	Tema	21 MÉTRICAS PRINCIPALES	Indicadores representativos de las 21 MÉTRICAS PRINCIPALES del WEF	2021	2020	Variación	Capítulo/Apartado que contiene todos los indicadores y la información relacionada con las 21 MÉTRICAS PRINCIPALES del WEF
Personas	Dignidad e igualdad	Diversidad e inclusión	Porcentaje de mujeres sobre el total de empleados (%)	22,5	21,5	1,0	capítulo "La centralidad de las personas" en la sección "Los resultados del Grupo"
		Igualdad salarial	Ratio de igualdad salarial (%)	81,1	83,3	(2,2)	capítulo "La centralidad de las personas" en la sección "Los resultados del Grupo"
		Nivel de salario	CEO pay ratio (%)(1)	91,0	145,0	(54,0)	capítulo "La centralidad de las personas" en la sección "Los resultados del Grupo"
		Riesgo de incidentes de trabajo infantil, forzado u obligatorio	Evaluación en la cadena de suministro de la protección del trabajo infantil y del cumplimiento de la prohibición del trabajo forzado				capítulo "Valores y pilares de la ética empresarial" en la sección "Gobierno corporativo"
	Salud y bienestar	Salud y seguridad	Accidentes mortales-Enel (n.º)	3	1	2	capítulo "La centralidad de las personas" en la sección "Los resultados del Grupo"
			Índice de frecuencia de accidentes mortales-Enel (i.)	0,024	0,008	0,016	
			N.º de accidentes de "alta consecuencia" de Enel	1	-	1	
			Índice de frecuencia de accidentes de "alta consecuencia" - Enel (i.)	0,008	-	0,008	
	Habilidades para el futuro	Formación proporcionada	Número medio de horas de formación por empleado (h/cápita)	44,6	40,9	3,7	capítulo "La centralidad de las personas" en la sección "Los resultados del Grupo"
			Coste de la formación de los empleados (millones de euros)	23	19	4	
Prosperidad	Empleo y generación de riqueza	Número absoluto y tasa de empleo	Personas empleadas (n.º)	5.401	3.131	2.270	capítulo "La centralidad de las personas" en la sección "Los resultados del Grupo"
			Tasa de contrataciones (%)	8,1	4,7	3,4	
			Ceses (n.º)	5.862	3.696	2.166	
			Volumen de negocios (%)	8,8	6,0	2,8	
		Contribución económica					capítulo "Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas" en la sección "Los resultados del Grupo"
		Información sobre la contribución a la inversión financiera	Inversiones totales (millones de euros)	12.997	10.197	2.800	capítulo "Análisis patrimonial y financiero del Grupo" en la sección "Los resultados del Grupo"
			Adquisición de acciones propias, dividendos y dividendos a cuenta pagados y cupones pagados a los titulares de bonos híbridos	5.054	4.755	299	Estados financieros consolidados
	Innovación en mejores productos y servicios	Total de gastos de I+D	Inversión en investigación y desarrollo (millones de euros)	130	111	19	capítulo "Innovación y digitalización" en la sección "Los resultados del Grupo"
	Vitalidad comunitaria y social	Total de impuestos pagados	Total de impuestos pagados (millones de euros)(2)	4.127	4.260	(133)	capítulo "Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas" en la sección "Los resultados del Grupo"

(1) Relación entre la remuneración total del Consejero Delegado/Director General de Enel y la remuneración bruta anual media de los empleados del Grupo. El importe correspondiente al año 2020 se ha reajustado para tener en cuenta los tipos de cambio a partir de 2021.

(2) El importe corresponde al "Total de impuestos soportados", que representa los costes fiscales incurridos por el Grupo; para más detalles, consulte el Informe de Sostenibilidad 2020 y la Declaración Consolidada No Financiera. Cabe señalar que la cifra de 2020 tiene en cuenta una determinación más precisa.

Taxonomía de la Unión Europea

La taxonomía europea fue adoptada por la Unión Europea con el Reglamento 2020/852, que se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el 22 de junio de 2020 y entró en vigor el 12 de julio del mismo año, y que define seis objetivos medioambientales para identificar las actividades económicas ambientalmente sostenibles: mitigación del cambio climático, adaptación al cambio climático, uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos, transición a una economía circular, prevención y control de la contaminación, y protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas.

Por lo tanto, una actividad económica se define como ambientalmente sostenible si:

- contribuye sustancialmente a la consecución de uno o varios de los seis objetivos medioambientales;
- no perjudica significativamente ninguno de los objetivos medioambientales (Do No Significant Harm, por sus siglas en inglés DNSH);
- se lleva a cabo de acuerdo con unas salvaguardias sociales mínimas.

La taxonomía europea proporciona un sistema de clasificación estandarizado y con base científica para identificar las actividades económicas ambientalmente sostenibles y, por lo tanto, actúa como un importante facilitador para promover las inversiones sostenibles y acelerar la descarbonización de la economía europea, al tiempo que crea seguridad y transparencia para los inversores y apoya a las empresas en la planificación de la transición "Net Zero".

Aunque el reglamento de la taxonomía requiere que las empresas declaren su alineación con la taxonomía a partir de enero de 2022, Enel se ha posicionado como líder y ha decidido proporcionar pruebas de su adopción ya en las publicaciones anteriores del Informe de Sostenibilidad 2020 y del Informe Financiero Anual Consolidado 2020, así como durante los Días de los Mercados de Capitales 2020 y 2021.

Cabe señalar que la información sobre la taxonomía de la UE, de conformidad con el Reglamento de la UE y el Acto Delegado, se recoge íntegramente en el Informe de Sostenibilidad 2021 - Declaración Consolidada No Financiera de conformidad con el Reglamento (UE) 2020/852.

El proceso de implementación de la taxonomía europea en Enel

A través de un proceso supervisado por el director general y la alta dirección, en el que participaron las funciones pertinentes a nivel corporativo y nacional, así como todas las Líneas de Negocio, se definieron cinco pasos para analizar la aplicabilidad de la taxonomía europea a lo largo de toda la cadena de valor y en todos los países en los que opera el Grupo:

1. **Identificación de las actividades económicas elegibles**: se identificaron todas las actividades de la cartera del Grupo que estaban incluidas en el Acto Delegado sobre el Clima. El proceso se llevó a cabo considerando únicamente el objetivo de mitigación del cambio climático como propósito más material en referencia al modelo de negocio del Grupo Enel y del sector al que pertenece.

2. **Análisis de la contribución sustancial**: as actividades elegibles identificadas en la fase anterior fueron analizadas en profundidad para verificar su conformidad con los criterios técnicos específicos establecidos para medir la contribución sustancial a la mitigación del cambio climático. El análisis se realizó siguiendo los criterios del Acto Delegado sobre el Clima, a saber:
   - análisis del nivel de tecnología para actividades de generación de energía. El umbral de 100 gCO_{2eq}/kWh medido sobre la base del ciclo de vida se ha cumplido de acuerdo con el siguiente enfoque tecnológico:
     - carbón y combustibles fósiles líquidos: tecnología excluida de la taxonomía europea;
     - gas y nuclear: el 2 de febrero de 2022, la Comisión Europea aprobó en principio un acto delegado suplementario sobre el clima que incluye, bajo estrictas condiciones, las actividades de energía nuclear y gas en la lista de actividades económicas cubiertas por la taxonomía europea. En el momento de publicar este informe, el Acto Delegado Complementario está en proceso de aprobación/rechazo por parte del Parlamento Europeo y el Consejo. En este contexto, la legislación aún no está finalizada y, por lo tanto, la producción de electricidad a partir de actividades de gas y nucleares se ha considerado "no elegible";
     - eólica, solar y almacenamiento de energía: están exentos de la prueba del umbral de intensidad de carbono debido a su importante contribución a la mitigación del cambio climático;
     - energía hidroeléctrica: el umbral de intensidad de carbono se ha verificado solo en aquellas centrales cuya densidad de potencia es inferior a 5 W/m^2.Todas las centrales con densidad de potencia superior a 5 W/m^2, así como las centrales de agua fluyente y las centrales de acumulación por bombeo, están exentas de la verificación del umbral;
     - geotérmica: el umbral se verificó mediante la realización de evaluaciones del ciclo de vida certificadas por terceros independientes;
   - análisis geográfico y a nivel de sistema para las actividades de transmisión y distribución de electricidad. Para clasificar las actividades como elegibles, se verificó el cumplimiento de uno de los siguientes criterios técnicos de selección en los ocho países en los que Enel distribuye electricidad:
     - el DSO (Distribution System Operator), que es el sistema interconectado europeo;
     - el DSO no europeo, que pertenece a los países con más del 67% de la nueva capacidad del sistema por debajo del valor umbral de generación de 100 gCO_{2eq}/kWh medido en base al ciclo de vida, en el período 2016-2020;
     - el factor de emisión medio de la red DSO no europea no es inferior al valor umbral de 100 gCO_{2eq}/kWh, medido sobre la base del ciclo de vida, según los criterios de generación de electricidad, en el período 2016-2020.

     Las infraestructuras construidas en 2021 y dedicadas a la construcción de una conexión directa o a la ampliación de una conexión directa existente entre una subestación o la red y una instalación de generación de electricidad que supera el umbral de intensidad de las emisiones de 100 gCO_{2eq}/kWh medido sobre la base del ciclo de vida han sido identificadas y excluidas de las actividades alineadas de los DSO;
   - análisis a nivel de grupos de productos para la Línea de Negocio Enel X. Se ha realizado un análisis exhaustivo de la cartera de Enel X, clasificando las actividades elegibles en los sectores identificados en el Acto Delegado sobre el Clima, como la construcción y el sector inmobiliario, el transporte o las actividades profesionales, científicas y técnicas;
   - análisis de la contratación de actividades de venta de energía al por menor. Se ha calculado la cantidad de energía vendida en Italia y España por las empresas que se dedican a la venta de energía, respaldada por garantías de origen, y se ha considerado alineada con la taxonomía europea por su correlación con los criterios de selección técnica establecidos en el Acto Delegado sobre el Clima para la producción de energía.

3. **Evaluación del principio de no causar daños significativos a otros objetivos (Do No Significant Harm – DNSH)**: se realizó un análisis de los procedimientos ambientales existentes para verificar el cumplimiento de los criterios de calidad del DNSH para cada tecnología (para las actividades de generación de energía), región (para las actividades de transmisión y distribución) y nivel de grupo de productos (para las actividades de la Línea de Negocio Enel X), adaptados a los requisitos específicos de cada objetivo ambiental.

4. ***Due diligence* de las salvaguardias sociales mínimas**: se verificó que el proceso de *due diligence* de los derechos humanos del Grupo abarca todo el perímetro de Enel.

5. **Cálculo de las métricas financieras**: las métricas financieras correspondientes se asociaron a cada actividad económica según la clasificación realizada en los pasos 1-4, tal y como se describe en el capítulo "Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea" en la sección "Los resultados del Grupo".

A través de este proceso, Enel ha clasificado todas sus actividades económicas a lo largo de su cadena de valor de acuerdo con las tres categorías siguientes: elegible-alineada, elegible-no alineada, no elegible.

Elegible-alineada: se refiere a una actividad económica que cumple simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- se incluye explícitamente en el Reglamento de la UE sobre la taxonomía por su importante contribución a la mitigación del cambio climático;
- cumple los criterios específicos desarrollados por el Reglamento de la UE sobre la taxonomía para ese objetivo medioambiental específico;
- cumple todos los criterios DNSH y las salvaguardias sociales mínimas.

Elegible-no alineada: se refiere a una actividad económica que:

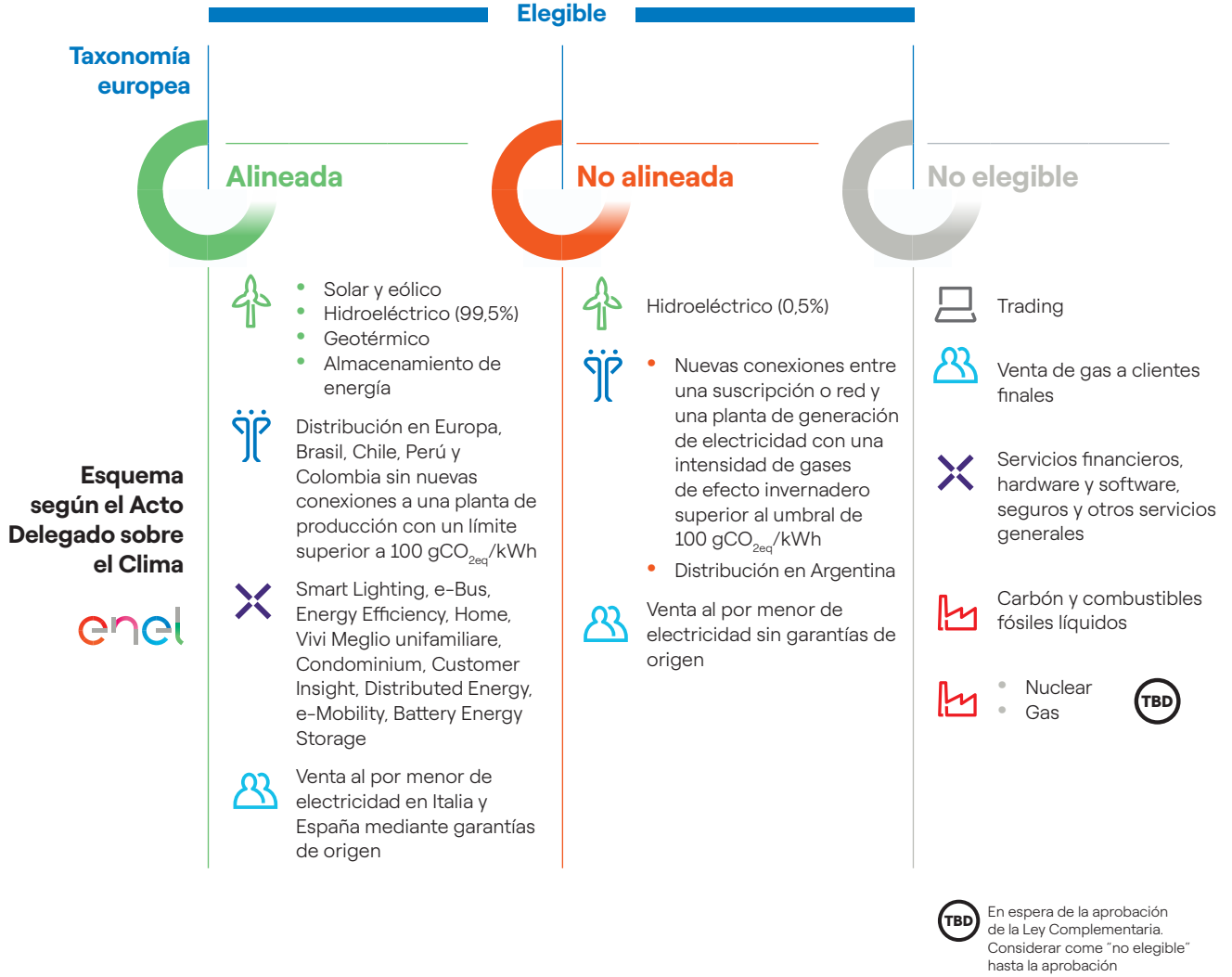
- se incluye explícitamente en el Reglamento sobre la taxonomía de la UE por su contribución sustancial a la mitigación o adaptación al cambio climático; pero
- no cumple los criterios específicos desarrollados por el Reglamento de la UE sobre la taxonomía para esos objetivos medioambientales específicos; o
- no cumple al menos uno de los DNSH y/o las salvaguardias sociales mínimas.

No elegible: se refiere a una actividad económica que no ha sido identificada por la taxonomía de la UE como un contribuyente sustancial a la mitigación del cambio climático y, por lo tanto, no se han desarrollado criterios. La lógica de la Comisión Europea es que estas actividades podrían:

- no tener un impacto significativo en la mitigación del cambio climático o podrían incorporarse al Reglamento Europeo de taxonomía en una fase posterior;
- tener un impacto muy significativo en la mitigación del cambio climático, por lo que pueden no ser elegibles en ningún caso;
- estar pendiente de la decisión final de las autoridades europeas sobre su clasificación (nuclear y gas).

Elegibilidad de las actividades de Enel

En 2021, el análisis de elegibilidad de Enel se actualizó según el proceso descrito anteriormente y la nueva definición para las tres categorías descritas anteriormente y de acuerdo con la versión final del Acto Delegado sobre el Clima publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea en diciembre de 2021.



El proceso de creación de valor y el modelo de negocio

El proceso de creación de valor

La presentación integrada de la información financiera y no financiera permite comunicar eficazmente el modelo de negocio y el proceso de creación de valor tanto en términos de resultados como de perspectivas a corto y medio plazo. Los aspectos medioambientales, sociales y económicos son cada vez más importantes a la hora de evaluar la capacidad de crear valor en beneficio de las distintas partes interesadas.
La siguiente representación gráfica resume la cadena de valor del Grupo Enel con los principales insumos utilizados y cómo se transforman en resultados y en valor creado para las partes interesadas por la organización y su modelo de negocio a corto plazo. Para conocer los impactos a medio y largo plazo, consulte el Informe de Sostenibilidad.

El Grupo se caracteriza por una gobernanza sólida y transparente y una estrategia sostenible que persigue prioritariamente los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, 9, 11 y 13. Estos ODS representan, por tanto, los objetivos a los que se dirige la acción estratégica del Grupo y se concretan en la creación de valor para el propio Grupo y para sus grupos de interés.

El proceso de creación de valor y el modelo de negocio

Nuestros recursos ▸ **Nuestro modelo de negocio**

Planeta

55,6 Mm³ de extracciones de agua potable

27,4% de extracciones de agua en zonas con estrés hídrico

26,3 Consumo directo total de combustible Mtep

Personas

66.279 Empleados de Enel

22,5% Porcentaje de mujeres sobre el total de empleados

4.163 Mujeres con altos cargos

170.421 Contratistas

Prosperidad

51.952 M€ Deuda financiera neta

42.342 M€ Patrimonio neto del Grupo

12.997 M€ Inversiones[1]

18.070 M€ Activos intangibles

11.636 M€ Concesiones

84.572 M€ Propiedades, planta y equipo

87,1 GW Potencia eficiente neta total instalada

50,1 GW Potencia eficiente renovable neta instalada

2,2 M km Red de distribución eléctrica

45,0 M Usuarios finales con contadores inteligentes activos

75,2 M Usuarios finales

69,3 M Clientes minoristas

157,2 mil Puntos de recarga totales

Principios de gobernanza

44% Mujeres en el Consejo de Administración

153 Informes al Código Ético (de los cuales 41 violaciones)

AMBIENTE EXTERIOR

RIESGOS Y OPORTUNIDADES

LOS RESULTADOS DEL GRUPO

enel

Objetivo

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS

Valores

CONFIANZA **PROACTIVIDAD**

LOS VALORES DE ENEL

Pilares estratégicos

Cadena de valor

(1) La cifra no incluye 111 millones de euros para el perímetro clasificado como "mantenido para la venta" en 2021.

El valor creado para Enel y nuestras partes interesadas

GOBIERNO CORPORATIVO

IS OPEN POWER

Visión
Open Power para resolver algunos de los mayores desafíos de nuestro mundo.

Misión
- Abrimos el acceso a la energía a más personas.
- Abrimos el mundo de la energía a nuevas tecnologías.
- Nos abrimos a nuevos usos de la energía.
- Nos abrimos a nuevas vías de gestión de la energía para las personas.
- Nos abrimos a nuevas colaboraciones.

RESPONSABILIDAD **INNOVACÍON**

1. Asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado

2. Permitir la electrificación de la demanda de energía de los clientes

3. Apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor

4. Anticipación de los objetivos sostenibles "Net Zero" para 2040

ESTRATEGIA DEL GRUPO Y GESTIÓN DE RIESGOS

PERSPECTIVAS FUTURAS

Los resultados

Los impactos

Planeta

227 gCO_{2eq}/kWh Emisiones directas de gases de efecto invernadero - Alcance 1

125 $MtCO_{2eq}$ Alcance 1, 2, 3[(2)]

26,3 Mm^3 Consumo total de agua

33,8% Consumo de agua en zonas con estrés hídrico

9.092 hectáreas de hábitats recuperados

IDS: 6, 12, 13, 14, 15

Personas

44,6 horas de formación (media horas por empleados)

8,8% Rotación

1,264 i. Índice de frecuencia de accidentes - empleados de Enel

3,521 i. Índice de frecuencia de accidentes - contratistas

19,9 M beneficiaros (proyectos ODS 4, 7, 8)

IDS: 1, 2, 3, 4, 5, 8, 10

Prosperidad

88.006 M€ Ingresos

19.210 M€ EBITDA ordinario

68,7% EBITDA ordinario actividades comerciales alineadas con la taxonomía europea sobre el total del Grupo

4.127 M€ Total Tax Borne

5.054 M€ Adquisición de acciones propias y dividendos pagados

3,5% Coste de la deuda

0,38 (€/acción) DPS fijo

510,3 TWh Energía transportada

309,4 TWh Energía vendida

5,18 GW Potencia eficiente renovable instalada adicional

48,9% Producción renovable sobre el total del Grupo

52,1 mil Puntos de recarga públicos y privados instalados en 2021

243,3 min. SAIDI

892 depósitos de títulos para patentes de los cuales 749 concedidos

41 acuerdos de asociación para la innovación

IDS: 7, 9, 11

IDS: 16, 17

(2) Para el Alcance 2, solo se consideró el Alcance 2 basado en la localización.

Modelo de negocio

El modelo de negocio de Enel se ha estructurado para lograr con mayor eficacia los objetivos estratégicos del Grupo, entre los que se encuentran los compromisos de lucha contra el cambio climático.

El modelo de negocio perfila cómo las unidades organizativas de la empresa, vinculadas a los tres principales negocios de referencia (Generación, Distribución y Comercialización), deben trabajar para aprovechar todas las ventajas posibles de las principales tendencias del sector, pudiendo incluso acelerar su implantación.

La función definida para todas las unidades organizativas principales tiene por objeto, al mismo tiempo, poder hacer frente con eficacia a todos los riesgos que plantea el entorno rápidamente cambiante del sector energético.

Para beneficiarse plenamente de todas las oportunidades que surgen del contexto de mercado en el que opera, el Grupo ha identificado dos modelos de negocio diferentes (Ownership y Stewardship) en los que puede basarse para alcanzar las ambiciones definidas.

En función de la geografía de interés y del contexto operativo, se identifica el modelo de negocio más adecuado y eficaz:

- el modelo de negocio Ownership o de propiedad, en el que el Grupo realiza inversiones directas en energías renovables, redes y clientes. Este modelo se utiliza cuando se opera en países donde ya se puede aprovechar toda la cadena de valor, desde la generación hasta la integración con los clientes finales. Estos países se definen como "Nivel 1" ("Tier 1"), como Italia, España y Rumanía en Europa y Estados Unidos, Brasil, Chile, Colombia y Perú en América. La centralidad de los clientes en el modelo de negocio del Grupo hace que el margen integrado, es decir, el margen derivado de la venta de energía producida y comprada, sea una piedra angular del plan. Su correcta gestión supone optimizar conjuntamente tanto la venta de energía, teniendo en cuenta las diferentes opciones que permiten los países de presencia, como la fase de aprovisionamiento, ligada a nuestra producción y no a las diferentes opciones de abastecimiento;
- el modelo de negocio Stewardship, en el que el Grupo invierte capital en *joint ventures* existentes, de nueva creación o mediante la adquisición de participaciones minoritarias, con el fin de maximizar el valor del *know-how* desarrollado en los distintos negocios en los que opera. Esto se hace mediante la activación de servicios contractuales específicos hacia los socios o también mediante la posterior valorización de estas acciones en el mercado. Este modelo se centra sobre todo, aunque no exclusivamente, en los países "no pertenecientes al Nivel 1", donde la presencia del Grupo no está integrada, y trata de establecer asociaciones con terceros para explorar nuevas zonas geográficas o aprovechar la experiencia operativa del Grupo en contextos alternativos.

En este marco, cada país opera en su área de competencia como una matriz de las Líneas de Negocio más amplias y globales, gestionando actividades como las relaciones con el territorio, la regulación, el mercado minorista y la comunicación local. La misión actual de cada negocio puede resumirse como sigue:

Generación

- **Enel Green Power and Thermal Generation:** a través de esta Línea de Negocio, el Grupo acelera la transición energética al seguir aumentando las inversiones en nueva capacidad de energía renovable, gestiona la descarbonización de su mix de producción y de los países en los que opera, y pretende contribuir siempre a un nivel adecuado de seguridad y adecuación de los sistemas eléctricos.

Trading

- **Global Energy and Commodity Management:** a través de esta Línea de Negocio, el Grupo gestiona el margen integrado como una única cartera en la que Generación y Minorista pueden encontrar siempre el mejor equilibrio; también gestiona todas las operaciones de trading en las mesas internacionales.

Redes

- **Global Infrastructure and Networks:** mediante el desarrollo y la gestión de infraestructuras que permiten la transición energética, el Grupo garantiza la fiabilidad en el suministro de energía y la calidad del servicio a las comunidades a través de redes resistentes y flexibles, aprovechando la eficiencia, la tecnología y la innovación digital, y asegurando una adecuada rentabilidad de las inversiones y la generación de caja.

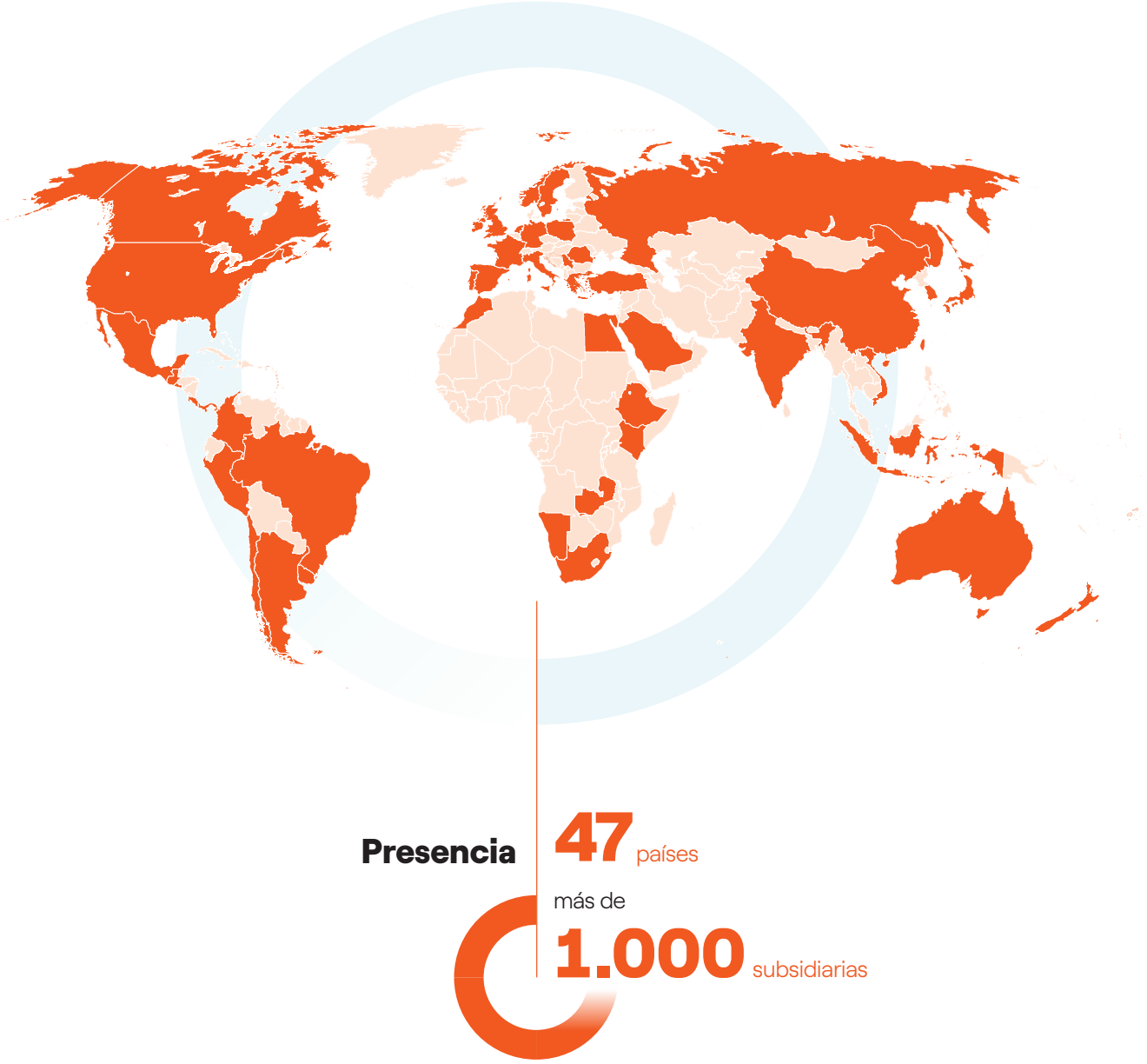
Clientes

- **Global Retail:** a través de sus actividades de venta a clientes finales, el Grupo interactúa localmente con millones de hogares, industrias y empresas. Gracias al apalancamiento tecnológico, es posible mejorar la satisfacción y la experiencia del cliente en un modelo de plataforma, al tiempo que se alcanzan niveles de eficiencia cada vez mayores. Las unidades de negocio optimizan el suministro de energía a su base de clientes, maximizando el valor generado por la cartera también a través de la gestión de las relaciones con los clientes a largo plazo.
- **Enel X:** permite la transición energética actuando como acelerador de la electrificación y descarbonización de los clientes, ayudándoles a utilizar la energía de forma más eficiente, impulsando la circularidad, y también aprovechando los activos del Grupo Enel mediante la prestación de servicios innovadores "más allá de *commodtities*".

En 2021, también nacieron dos nuevas Líneas de Negocio, Enel X Global Retail y Global e-Mobility, que estarán operativas a partir de 2022.
Enel X Global Retail tiene como objetivo gestionar la oferta de energía y servicios "más allá de *commodities*", así como ampliar la base de clientes maximizando su valor, innovando y desarrollando los servicios ofrecidos y gestionando todo su ciclo de vida.
La Línea de Negocio Global e-Mobility es responsable de gestionar la cartera de soluciones de e-Mobility tanto en los países existentes como en los nuevos, maximizando el valor para el cliente, aprovechando también Enel X Global Retail para las actividades de venta. Su objetivo es innovar y desarrollar soluciones e-Mobility gestionando todo el ciclo de vida.
Aprovechando las sinergias entre las diferentes áreas de negocio, implementando acciones a través de la palanca de la innovación, promoviendo comportamientos de Open Power, el Grupo Enel trata de encontrar soluciones para reducir el impacto ambiental, satisfaciendo las necesidades de los clientes y de las comunidades locales en las que opera y esforzándose por garantizar altos estándares de seguridad para empleados y proveedores.

Localización geográfica de Enel

El Grupo Enel está presente en 47 países en diferentes continentes con más de 1.000 sociedades dependientes.
A continuación se muestra la distribución geográfica.



2. Gobierno corporativo

WEF

Sistema de gobierno corporativo orientado al éxito sostenible.

Modelo de gobernanza alineado con las mejores prácticas internacionales pertinentes.

La transparencia y la equidad como valores fundamentales.

Accionistas de Enel

Al 31 de diciembre de 2021, el capital social de Enel SpA, totalmente suscrito y desembolsado, ascendía a 10.166.679.946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal cada una, y no ha variado con respecto al 31 de diciembre de 2020. Durante el año 2021, la Sociedad adquirió acciones propias por un número total de 1.620.000 para dar servicio al Plan de Incentivos a Largo Plazo ("Plan ILP") para el año 2021 destinado a la dirección de Enel y/o sus filiales de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil italiano. Teniendo en cuenta las acciones propias ya en cartera, Enel SpA posee un total de 4.889.152 acciones propias, todas ellas al servicio de los Planes ILP para 2019, 2020 y 2021.

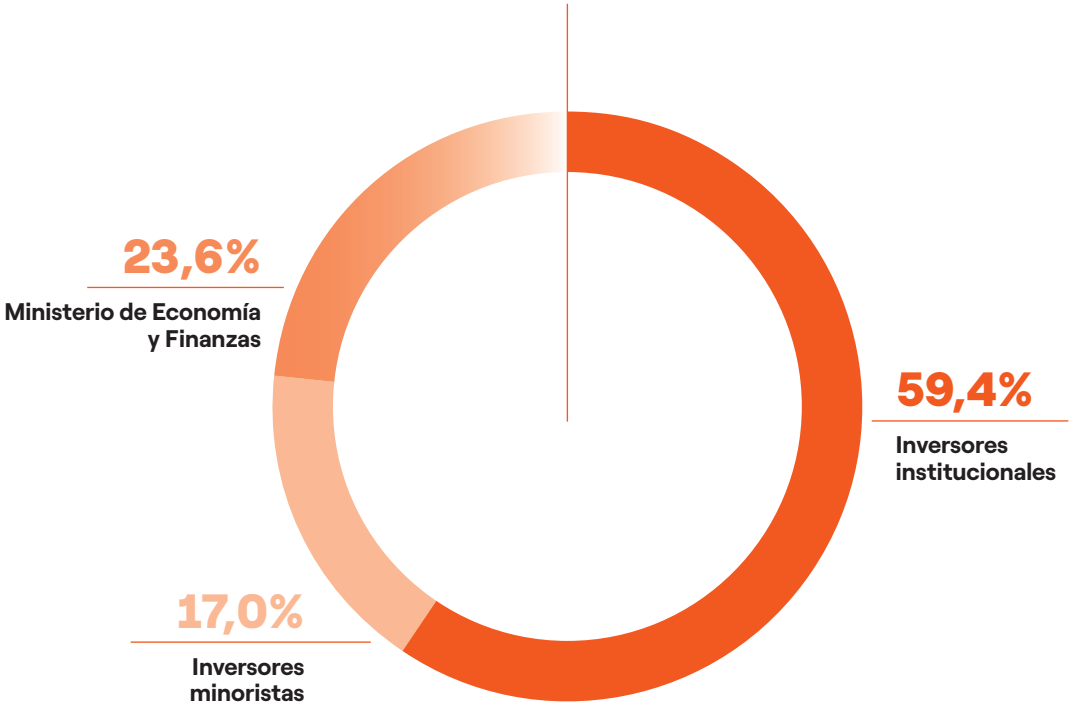
Accionistas significativos

Al 31 de diciembre de 2021, de conformidad con el Libro registro de socios y teniendo en cuenta las comunicaciones enviadas a CONSOB y recibidas por la Sociedad de conformidad con el artículo 120 del Decreto Legislativo n.° 58 de 24 de febrero de 1998, además de otra información disponible, los accionistas que poseían una participación de más del 3% del capital social de la Sociedad eran el Ministerio de Economía y Finanzas (con el 23,585% del capital social), BlackRock Inc. (con el 5,000% del capital social, mantenido en calidad de gestor de activos) y Capital Research and Management Company (con el 5,000% del capital social, mantenido en calidad de gestor de activos).

Composición del accionariado

Enel es una sociedad que cotiza desde 1999 en el mercado Euronext Milan (anteriormente conocido como el Mercato Telematico Azionario), organizado y administrado por Borsa Italiana SpA, de la que forman parte los principales fondos de inversión internacionales, compañías de seguros, fondos de pensiones y fondos éticos.

Estructura del accionariado al diciembre de 2021



Con respecto a los inversores atentos a los aspectos medioambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG, por sus siglas en inglés), los fondos de Inversión Socialmente Responsable (SRI, por sus siglas en inglés) representan, al 31 de diciembre de 2021, alrededor del 14,6% del capital social (en línea con la cifra al 31 de diciembre de 2020), mientras que los inversores firmantes de los Principios de Inversión Responsable representan el 46,6% del capital social (frente al 47,8% al 31 de diciembre de 2020).

Órganos sociales

Consejo de Administración

PRESIDENTE
Michele Crisostomo

CONSEJERO DELEGADO Y DIRECTOR GENERAL
Francesco Starace

SECRETARIO DEL CONSEJO
Silvia Alessandra Fappani

CONSEJEROS
Cesare Calari
Costanza Esclapon de Villeneuve
Samuel Leupold
Alberto Marchi
Mariana Mazzucato
Mirella Pellegrini
Anna Chiara Svelto

Comité de Auditoría

PRESIDENTE
Barbara Tadolini

MIEMBROS TITULARES
Romina Guglielmetti
Claudio Sottoriva

MIEMBROS SUPLENTES
Maurizio De Filippo
Francesca Di Donato
Piera Vitali

Sociedad de auditoría

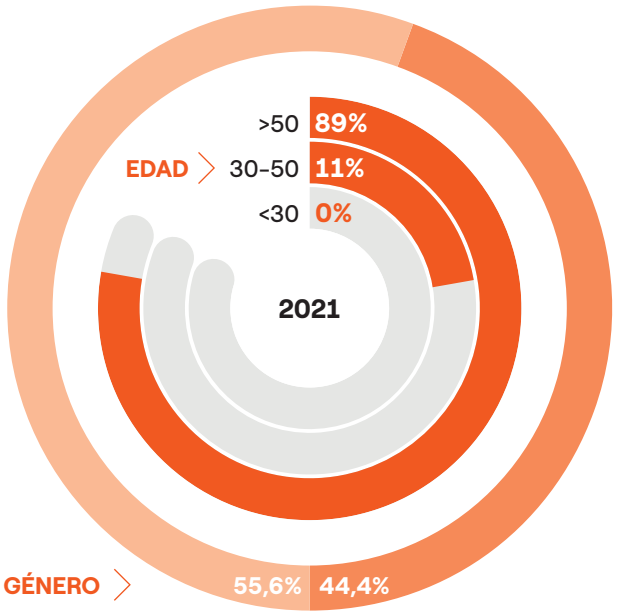
KPMG SpA

Composición del Consejo de Administración

1 Miembro ejecutivo
1 en 2020

8 Miembros no ejecutivos
8 en 2020

de los cuales 8 independientes[(1)]
7 en 2020



55,6% en 2020

5 Hombres
5 en 2020

44,4% en 2020

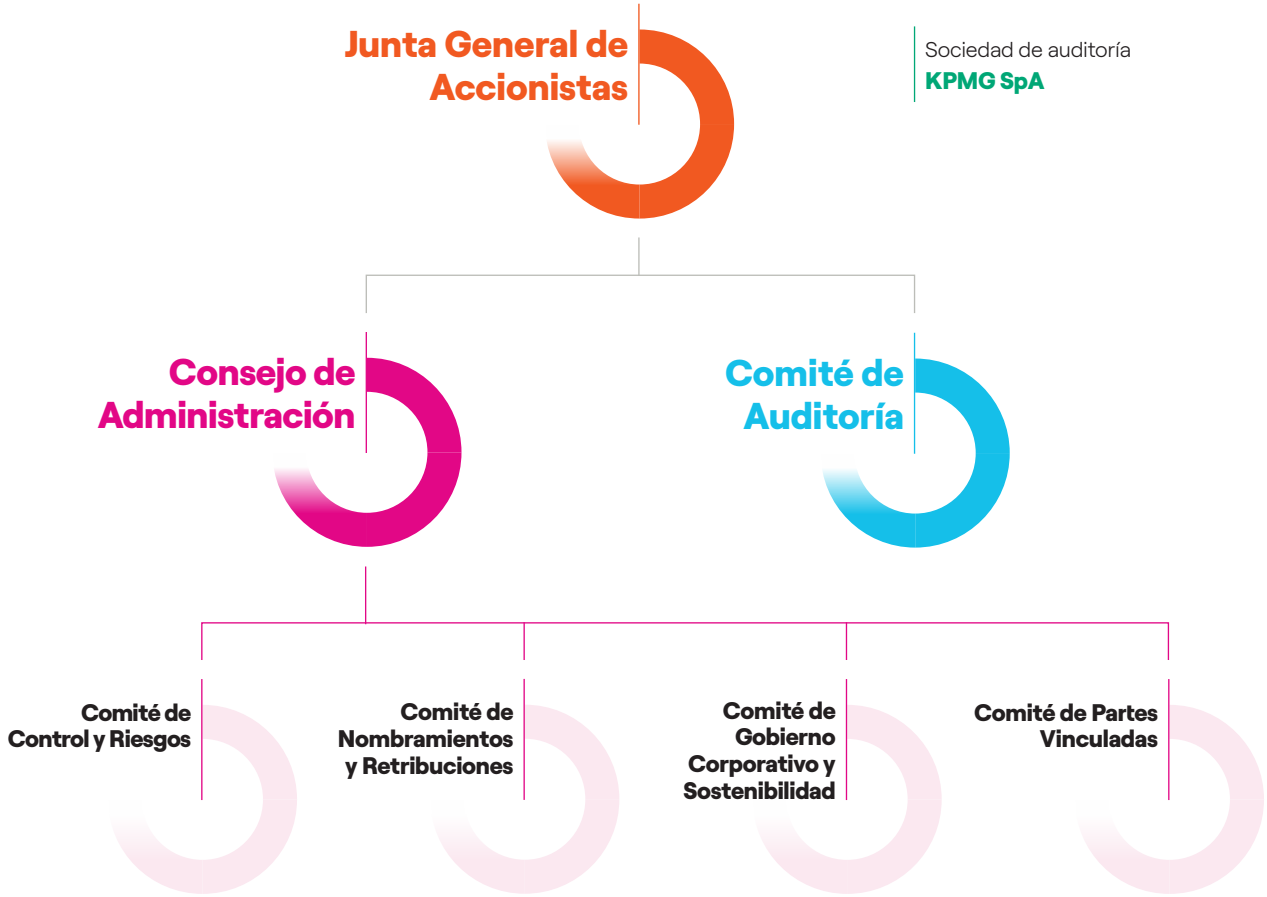
4 Mujeres
4 en 2020

COMPETENCIAS

(1) El número indicado para 2020 se refiere a los consejeros calificados como independientes según el Código de Gobierno Corporativo para las empresas cotizadas italianas (edición 2018). El número indicado para 2021 se refiere a los consejeros que se califican como independientes según el Código italiano de Autorregulación (Edición 2020).

Sistema de gobierno corporativo de Enel y estructura de poder

El sistema de gobierno corporativo de Enel SpA es conforme con los principios que contiene el Código italiano de Autorregulación[2] (el "Código de Autorregulación"), en su última edición de enero de 2020, al que se adhiere la Sociedad, y también se inspira en las mejores prácticas internacionales. El sistema de gobierno corporativo adoptado por Enel y el Grupo de sociedades que esta controla tiene por objeto crear valor para los accionistas a largo plazo, conscientes de la relevancia social de las actividades del Grupo y de la consiguiente necesidad de considerar adecuadamente, en su desarrollo, todos los intereses implicados.



(2) Disponible en el sitio web de la Borsa Italiana (en la dirección https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020.pdf).

Junta General de Accionistas

Le corresponde decidir, entre otras cuestiones, en convocatoria ordinaria o extraordinaria sobre:

- el nombramiento y la revocación de los miembros del Consejo de Administración y del Comité de Auditoría, así como sobre su remuneración y en su caso sobre el ejercicio de las acciones de responsabilidad correspondientes;
- la aprobación de las cuentas anuales y la aplicación de resultados;
- la compra y venta de acciones propias;
- la política de remuneraciones y su aplicación;
- los planes de accionariado;
- la modificación de los Estatutos sociales;
- las operaciones de fusión y escisión;
- la emisión de bonos u obligaciones convertibles.

Consejo de Administración

16

reuniones del Consejo de Administración en 2021, en 8 de las cuales se trataron cuestiones relacionadas con el clima, reflejadas en las estrategias y sus métodos de aplicación

- Es el órgano encargado de decidir sobre la gestión social y, por lo tanto, los Estatutos le confieren las más amplias facultades para la administración ordinaria y extraordinaria de la Sociedad, estando facultado, en concreto, para realizar todas las actuaciones que considere apropiadas para la aplicación y consecución del objeto social.
- Desempeña un papel central en el gobierno corporativo, ostentando poderes relativos a las políticas estratégicas, organizativas y de control de la Empresa y del Grupo, cuyo éxito sostenible persigue. En este contexto, revisa y aprueba la estrategia corporativa, incluidos el presupuesto anual y el Plan Industrial (que incorporan los principales objetivos y las acciones previstas, también en materia de sostenibilidad)[(3)], para impulsar la transición energética y hacer frente al cambio climático), teniendo en cuenta el análisis de cuestiones relevantes para la generación de valor a largo plazo y promoviendo así un modelo de negocio sostenible.
- Desempeña una función de orientación y proporciona una evaluación de la idoneidad del sistema de control interno y gestión de riesgos (denominado "SCIGR"). A este respecto, en particular, define la naturaleza y el nivel de riesgo compatible con los objetivos estratégicos de la Sociedad y del Grupo, incluyendo en sus evaluaciones todos los elementos que puedan ser relevantes para el éxito sostenible de la Sociedad. El SCIGR consiste en el conjunto de normas, procedimientos y estructuras organizativas destinadas a permitir la identificación, la medición, la gestión y el seguimiento de los principales riesgos corporativos, incluidos los riesgos relacionados con el cambio climático y, de forma más general, los riesgos que las actividades del Grupo pueden determinar en los ámbitos medioambiental, social, de personal y de derechos humanos.
- Define la política de retribución de los Consejeros, Auditores de cuentas y Directivos con responsabilidades estratégicas, basándose en la búsqueda del éxito sostenible de la Sociedad y teniendo en cuenta la necesidad de disponer, retener y motivar a las personas con las competencias y la profesionalidad requeridas por la función que desempeñan, sometiendo esta política a la aprobación de la Junta General de Accionistas.
- Entre las actividades llevadas a cabo durante el año 2021, se han abordado temas relacionados con el clima con motivo de (i) la revisión y aprobación del Plan Industrial de la Empresa y del Grupo; (ii) la actualización del Código Ético y de la Política de Derechos Humanos; (iii) la definición de la política de retribución de Enel para el año 2021; (iv) la revisión de los contenidos del Informe de Sostenibilidad 2020, coincidiendo con la Declaración Consolidada No Financiera de acuerdo con el Decreto Legislativo n.º 254/2016 para el mismo año. Además, debatió cuestiones relacionadas con el clima en el contexto de los estudios en profundidad dedicados a las propuestas legislativas y las actividades de diálogo con los inversores.
- En relación con la mejora de la diversidad de género, respaldó en particular la introducción de un nuevo objetivo de rendimiento en el Plan de Incentivos a Largo Plazo de 2021, representado por el porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de directivos a finales de 2023.
- Por último, cabe señalar que el Consejo de Administración recibe periódicamente información

(3) Los temas de sostenibilidad incluyen el cambio climático, las emisiones atmosféricas, la gestión del agua, la biodiversidad, la economía circular, la salud y la seguridad, la diversidad, la gestión y el desarrollo de las personas que trabajan en la empresa, las relaciones con la comunidad y los clientes, la cadena de suministro, la conducta ética y los derechos humanos.

actualizada sobre el impacto de la pandemia de COVID-19 y sobre las cuestiones relativas a la seguridad en los distintos países en los que opera el Grupo, así como sobre la evolución y los contenidos significativos de las distintas formas de diálogo mantenidas con los inversores.

De conformidad con las disposiciones del Código Civil, el Consejo de Administración ha delegado parte de sus facultades de gestión en el Consejero Delegado y, siguiendo las recomendaciones del Código de Autorregulación y exigido por la normativa de CONSOB al respecto, ha nombrado entre sus miembros los siguientes Comités con funciones de consulta y formulación de propuestas.

Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad

5

reuniones del Comité en 2021, en 4 de las cuales se trataron cuestiones relacionadas con el clima, reflejadas en las estrategias y sus métodos de aplicación

- Está formado por una mayoría de Consejeros independientes y para todo el 2021 estaba compuesto por el Presidente del Consejo de Administración y otros dos Consejeros, todos los cuales cumplen los requisitos de independencia.
- Se encarga de prestar asistencia al Consejo de Administración en la evaluación y en la toma de decisiones, entre otras, sobre sostenibilidad, incluidos los aspectos climáticos significativos relacionados con las actividades del Grupo y con la dinámica de interacción de la Sociedad con todos los grupos de interés.
- En lo que concierne a los aspectos de sostenibilidad, examina:
  - las directrices del plan de sostenibilidad, incluidos los objetivos climáticos definidos en dicho plan, así como la matriz de materialidad, que identifica los temas prioritarios para las partes interesadas a la luz de las estrategias industriales del Grupo;
  - la forma en que se aplica la política de sostenibilidad;
  - el esquema general y la estructura del contenido de la Declaración Consolidada No Financiera y del Informe de Sostenibilidad —eventualmente combinados en un único documento— así como la exhaustividad y transparencia de la información que proporcionan, incluida la relativa al cambio climático, y su coherencia con los principios establecidos por la norma de información utilizada, emitiendo un dictamen previo al respecto al Consejo de Administración llamado a aprobar dichos documentos.
- Entre sus actividades durante 2021, abordó cuestiones relacionadas con el clima durante la revisión: (i) del Informe de Sostenibilidad 2020, coincidiendo con la Declaración Consolidada No Financiera de conformidad con el Decreto Legislativo n.º 254/2016 para el mismo año; (ii) del análisis de materialidad y las directrices del Plan de Sostenibilidad 2022-2024; (iii) de la propuesta de actualización de la Política de Derechos Humanos; (iv) de las actualizaciones sobre las principales actividades de sostenibilidad realizadas en 2021 por el Grupo Enel, sobre el estado de ejecución del Plan de Sostenibilidad 2021-2023 y sobre la inclusión de Enel en los principales índices de sostenibilidad.

Comité de Control y Riesgos

17

reuniones del Comité en 2021, en 5 de las cuales se trataron cuestiones relacionadas con el clima, reflejadas en las estrategias y sus métodos de aplicación

- Está compuesto por Consejeros no ejecutivos, la mayoría de los cuales (incluido el Presidente) son independientes. Para todo el 2021 estaba compuesto por cuatro Consejeros independientes.
- Apoya al Consejo de Administración en el desempeño de sus funciones y decisiones relativas al SCIGR, así como aquellas relativas a la aprobación de informes financieros y no financieros periódicos. En particular, emite su opinión previa a la reunión del Consejo de Administración, entre otras cosas: (i) sobre las directrices del SCIGR, de manera que los principales riesgos que conciernen a Enel y a sus filiales —incluyendo los distintos riesgos que pueden llegar a ser relevantes de cara al éxito sostenible— estén correctamente identificados, así como adecuadamente medidos, gestionados y controlados; (ii) el grado de compatibilidad de los riesgos mencionados en el punto (i) anterior con una gestión de la empresa coherente con los objetivos estratégicos identificados; (iii) la adecuación del SCIGR con respecto a las características de la empresa y al perfil de riesgo asumido, así como la eficacia del propio sistema.
- Evalúa la idoneidad de la información periódica financiera y no financiera para representar correctamente el modelo de negocio, las estrategias de la Sociedad y del Grupo que encabeza, el impacto de las actividades de la Sociedad y el rendimiento alcanzado, coordinándose con el Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad en lo relativo a la información periódica no financiera.

- Examina los temas relevantes para el SCIGR tratados en la Declaración Consolidada No Financiera y en el Informe de Sostenibilidad, eventualmente combinados en un único documento y que contienen la divulgación climática de la empresa, emitiendo una opinión previa al Consejo de Administración llamado a aprobar estos documentos.
- Entre sus actividades durante 2021, abordó cuestiones relacionadas con el clima durante la revisión: (i) de los temas relevantes para el SCIGR tratados en el Informe de Sostenibilidad 2020, que coincide con la Declaración Consolidada No Financiera según el Decreto Legislativo n.° 254/2016 para el mismo año; (ii) del análisis en profundidad de los riesgos vinculados a las dinámicas macroeconómicas y medioambientales y a los riesgos climáticos; (iii) de la propuesta de actualización de la Política de Derechos Humanos; (iv) del análisis del grado de compatibilidad de los principales riesgos vinculados a los objetivos estratégicos del Plan Industrial.

Comité de Nombramientos y Retribuciones

12
reuniones del Comité en 2021

- Está compuesto por Consejeros no ejecutivos, la mayoría de los cuales (incluido el Presidente) son independientes. En todo el 2021 estaba compuesto por cuatro Consejeros independientes.
- Apoya al Consejo de Administración en la toma de decisiones relacionadas con el número de miembros y la composición del propio Consejo, así como sobre la remuneración de los Consejeros ejecutivos y los Directivos con responsabilidades estratégicas. A este respecto, cabe señalar que la política de retribución para 2021 prevé que una parte importante de la retribución variable, tanto a corto como a largo plazo, del Consejero Delegado/Director General y de los Directivos con responsabilidades estratégicas esté vinculada a objetivos de rendimiento en materia de sostenibilidad. En particular, con respecto al componente variable a largo plazo de la remuneración del Consejero Delegado/Director General y de los Directivos con responsabilidades estratégicas, se introdujo un objetivo adicional de ESG en el Plan de Incentivos a Largo Plazo de 2021, representado por el porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de los directivos a finales de 2023. Al mismo tiempo, en lo que se refiere específicamente a la lucha contra el cambio climático, se confirmó el objetivo relativo a la relación entre la capacidad neta instalada consolidada procedente de fuentes renovables y la capacidad neta instalada total consolidada, aunque con un peso ligeramente reducido en comparación con el Plan de Incentivos a Largo Plazo de 2020 debido a la inclusión del citado objetivo. Además, el Plan de Incentivos a Largo Plazo 2021 también confirma entre los objetivos de resultados la reducción de las emisiones específicas de gases de efecto invernadero, en línea con la estrategia de descarbonización del Grupo, que prevé la reducción progresiva de dichas emisiones en línea con el Acuerdo de París. Por otra parte, en lo que respecta al componente variable a corto plazo de la remuneración del Consejero Delegado/Director General, el objetivo ESG relativo a la mejora adicional de los parámetros de seguridad en el lugar de trabajo se ha confirmado en la política de remuneración para 2021. Además, a la luz del papel central reconocido a las redes de distribución en la búsqueda de la descarbonización y la electrificación del consumo promovidas por el Grupo, se ha introducido un nuevo objetivo de resultado que mide la duración media anual de los cortes de energía por cliente de baja tensión (*System Average Interruption Duration Index* – SAIDI).

Comité de Partes Vinculadas

7
reuniones del Comité en 2021

- Está compuesto por Consejeros no ejecutivos e independientes. En todo el 2021 estaba compuesto por cuatro Consejeros independientes.
- Desempeña las funciones previstas en las normas aplicables de CONSOB y en el procedimiento específico de Enel —así como de las sociedades directa y/o indirectamente controladas por ella en cada momento— en lo que respecta a transacciones con partes vinculadas, expresando una opinión sobre la conveniencia y la corrección sustancial de las condiciones pertinentes, tras recibir los flujos de información oportunos y adecuados.

Comité de Auditoría

28
reuniones del Comité en 2021

Se encarga de supervisar:

- el cumplimiento de la ley y de los Estatutos, así como el cumplimiento de los principios de correcta administración en la realización de las actividades sociales;
- el proceso de información financiera, así como la adecuación de la estructura organizativa, el sistema de control interno y el sistema administrativo-contable de la Sociedad;
- la auditoría legal de las cuentas anuales y consolidadas, así como la independencia de la sociedad de auditoría;
- las formas de implantación real de las reglas de gobierno corporativo establecidas en el Código de Autorregulación.

Presidente del Consejo de Administración

- En virtud de los Estatutos sociales ostenta la representación legal de la Sociedad y la firma social.
- Preside la Junta General.
- Convoca las reuniones del Consejo de Administración, establece su orden del día y dirige su desarrollo.
- Actúa como enlace entre los directores ejecutivos y los no ejecutivos y, con el apoyo del Secretario del Consejo de Administración, garantiza el funcionamiento eficaz del desarrollo de las reuniones del Consejo. En particular, el Presidente, con la ayuda del Secretario del Consejo de Administración, es responsable, entre otras cosas, de:
  - que las sesiones informativas previas a las reuniones y la información adicional proporcionada durante las mismas sean adecuadas para que los directores puedan actuar con conocimiento de causa en el desempeño de su función; y
  - que las actividades de los Comités del Consejo se coordinen con las del Consejo de Administración.
- Se asegura de que el Consejo de Administración esté puntualmente informado sobre el desarrollo y los contenidos significativos del diálogo con todos los accionistas.
- Verifica la aplicación de las resoluciones del Consejo de Administración.
- En virtud de un acuerdo del Consejo de Administración del 15 de mayo de 2020, el Presidente tiene también ciertos poderes adicionales no relacionados con la gestión.
- En el ejercicio de la función de impulso y coordinación de las actividades del Consejo de Administración, desempeña en concreto un papel proactivo en el proceso de aprobación y seguimiento de las estrategias empresariales y de sostenibilidad, que están fuertemente orientadas a la descarbonización y electrificación del consumo.
- Durante 2021, también presidió el Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad.

Consejero Delegado

- Al igual que el Presidente del Consejo de Administración, en virtud de los Estatutos sociales también ostenta la representación legal de la Sociedad y la firma social. Además, con el acuerdo del Consejo del 15 de mayo de 2017 se le atribuyeron todas las facultades de administración de la Sociedad, a excepción de las que la ley o los Estatutos atribuyen a otros órganos o las que se reservaron al Consejo de Administración en dicho acuerdo (calificando así de consejero delegado, como principal responsable de la gestión de la Sociedad).
- En el ejercicio de estas facultades ha definido en concreto un modelo de negocio sostenible, identificando una estrategia para guiar la transición energética hacia un modelo bajo en carbono; también, en el ámbito de las competencias conferidas, gestiona las actividades empresariales relacionadas con el compromiso de Enel en la lucha contra el cambio climático.
- Informa al Consejo de Administración y al Consejo de Vigilancia sobre las actividades realizadas en el ejercicio de las facultades delegadas, incluidas también las actividades comerciales relacionadas con el compromiso de Enel para hacer frente al cambio climático.
- Representa a Enel en diferentes iniciativas sobre sostenibilidad, ocupando cargos destacados en instituciones de renombre mundial como Sustainable Energy for All (SEforALL) de las Naciones Unidas, así como en la Alianza de Inversores Globales para el Desarrollo Sostenible (GISD, por sus siglas en inglés o Global Investors for Sustainable Development) lanzada por las Naciones Unidas en 2019.

- Como responsable principal de la gestión de la Sociedad, es la persona que tiene la facultad principal de relacionarse con los inversores institucionales, aportando en las reuniones con estos las aclaraciones oportunas sobre los asuntos que entran dentro de las facultades de gestión que le han sido encomendadas, de acuerdo con la Política de gestión del diálogo con los inversores institucionales y con los accionistas y obligacionistas de Enel en general.
- Al Consejero Delegado también se le asigna la función de Consejero encargado del SCIGR.

Auditoria legal de cuentas

- Se ha encargado a una empresa especializada debidamente registrada, nombrada por la Junta General de Accionistas previa propuesta razonada del Comité de Auditoría.

Buenas prácticas de gobierno corporativo

- Tras el amplio y estructurado programa de inducción organizado durante 2020 para dotar a los Consejeros de un conocimiento adecuado de los sectores de actividad en los que opera el Grupo (incluidos los temas de sostenibilidad), durante 2021 este programa ha continuado con estudios específicos en profundidad sobre gobierno corporativo y cambio climático.
- A finales de 2021 y durante los dos primeros meses de 2022, el Consejo de Administración realizó, con la ayuda de una empresa independiente especializada en el sector, una evaluación del tamaño, de la composición y del funcionamiento del propio Consejo y de sus Comités (denominada "revisión del consejo"), en consonancia con las prácticas de gobierno corporativo más avanzadas difundidas en el extranjero y recogidas en el Código de Autorregulación. La revisión del consejo se realizó en forma de "revisión entre pares", es decir, evaluando no solo el funcionamiento del órgano en su conjunto, sino también el estilo y el contenido de la contribución de cada uno de sus miembros y se ha ampliado al Comité de Auditoría. En el marco de esta revisión, se prestó especial atención a la verificación de la percepción de los Consejeros sobre (i) las actividades de formación llevadas a cabo durante 2021, como parte del programa de iniciación, en relación con la cuestión del cambio climático, así como (ii) la participación del Consejo de Administración en cuestiones de sostenibilidad y la integración de las cuestiones de sostenibilidad en la estrategia corporativa. Los resultados de la revisión del consejo se recogen en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad.
- El Consejo de Administración y el Comité de Auditoría han aprobado, cada uno en su ámbito de competencia, políticas específicas en materia de diversidad. Estas políticas describen las características que se consideran óptimas para la composición de estos órganos, de modo que cada uno de ellos pueda desempeñar sus funciones de la manera más eficaz posible, tomando decisiones que puedan beneficiarse concretamente de la contribución de una pluralidad de puntos de vista cualificados, capaces de examinar las cuestiones objeto de debate desde diferentes perspectivas. La política aprobada por el Consejo de Administración prevé, en particular, con respecto a los tipos de diversidad y los objetivos relacionados, que:
  - una composición óptima debería caracterizarse por la presencia de una mayoría de Consejeros independientes;
  - incluso cuando las disposiciones legales sobre el equilibrio de género hayan dejado de tener efecto, es importante seguir garantizando que al menos un tercio del Consejo de Administración, tanto en el momento del nombramiento como durante el mandato, esté formado por Consejeros del género menos representado;
  - que se tenga en cuenta la proyección internacional de las actividades del Grupo, asegurando la presencia de al menos un tercio de los Consejeros que hayan acumulado una experiencia adecuada en un contexto internacional, lo que también se considera útil para evitar la homologación de opiniones y el fenómeno del "pensamiento de grupo";
  - con el fin de buscar un equilibrio entre la necesidad de continuidad y de renovación en la gestión, debe garantizarse una combinación equilibrada de las diferentes antigüedades de los cargos, así como de los rangos de edad, en el seno del Consejo de Administración;
  - los Consejeros no ejecutivos deben estar representados por figuras con un perfil directivo y/o profesional y/o académico y/o institucional, de forma que se consiga una combinación de competencias y experiencias diferentes y complementarias;

- el Presidente y el Consejero Delegado, dada la diversidad de sus funciones, deben poseer las competencias más adecuadas (puntualmente indicadas en la misma política) para un eficaz desempeño de sus respectivas funciones.

- Asimismo, cabe destacar que en julio de 2015 el Consejo de Administración aprobó (y posteriormente integró en febrero de 2019) una serie de recomendaciones dirigidas a reforzar las estructuras de gobierno corporativo de las filiales de Enel con acciones cotizadas en mercados regulados y, al mismo tiempo, a garantizar la adopción de las mejores prácticas locales en esta materia por parte de dichas empresas. Las anteriores recomendaciones se refieren, entre otras cosas, a la composición del consejo de administración, con respecto a la cual se espera que también se persiga un objetivo de integración de las diferentes experiencias y competencias profesionales y de gestión, que se combinará, en la medida de lo posible, con la diversidad de género, los rangos de edad y la antigüedad, sin perjuicio de lo dispuesto en la legislación local aplicable.
- Con el fin de regular la forma en que la Sociedad lleva a cabo su diálogo con los inversores institucionales y con todos sus accionistas y obligacionistas, el Consejo de Administración adoptó en marzo de 2021, a propuesta del Presidente formulada de acuerdo con el Director General, una Política específica (denominada "Engagement Policy" o política de compromiso), que cristalizó en gran medida las prácticas ya seguidas por Enel para garantizar que dicho diálogo se base en los principios de equidad y transparencia y se desarrolle en cumplimiento de la normativa comunitaria y nacional sobre el abuso de mercado, así como en línea con las mejores prácticas internacionales. En la redacción de la "Engagement Policy", que se aplicó debidamente en 2021, se tuvieron en cuenta las mejores prácticas adoptadas en la materia por los inversores institucionales y reflejadas en los códigos de administración.

Para obtener información detallada sobre el sistema de gobierno corporativo, consulte el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad publicado en la página web de la Sociedad (www.enel.com, sección "Governance").

IMC

Modelo organizativo de Enel

Enel Group Chairman
M. Crisostomo

Enel Group CEO
F. Starace

Holding Function

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
A. De Paoli

COMMUNICATIONS
R. Deambrogio

INNOVABILITY
E. Ciorra

PEOPLE AND ORGANIZATION
G. Stratta

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS
G. Fazio

AUDIT
S. Fiori

GLOBAL PROCUREMENT
F. Di Carlo

GLOBAL CUSTOMER OPERATIONS
N. Melchiotti

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS
C. Bozzoli

Global Business Line

Global Infrastructure and Networks
A. Cammisecra

Global Energy and Commodity Management
C. Machetti

Enel Green Power and Thermal Generation
S. Bernabei

Enel X Global Retail
F. Venturini

Global e-Mobility
E. Ripa

Country and Region

ITALY
N. Lanzetta

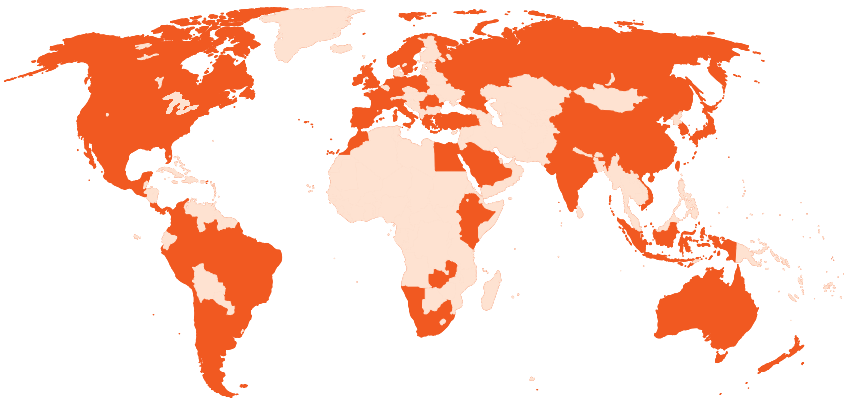
IBERIA
J. Bogas Galvez

EUROPE
S. Mori

AFRICA, ASIA AND OCEANIA
S. Bernabei

NORTH AMERICA
E. Viale

LATIN AMERICA
M. Bezzeccheri



La estructura organizativa del Grupo Enel consiste en una matriz que comprende:

Líneas de Negocio Globales

Las Líneas de Negocio Globales se encargan de gestionar y desarrollar los activos, optimizando su rendimiento y el retorno del capital invertido, en las diferentes áreas geográficas en las que opera el Grupo. Las Líneas de Negocio también tienen la función de mejorar la eficiencia de los procesos que gestionan y de aplicar las mejores prácticas en todo el mundo compartiendo con los países la responsabilidad del EBITDA, los flujos de efectivo e ingresos.
El Grupo, con el apoyo de un Comité de Inversiones específico[4], se beneficia de una visión de negocio centralizada de los proyectos de las distintas Líneas de Negocio. Cada proyecto individual se evalúa no solo en función de la rentabilidad financiera, sino también en relación con las mejores tecnologías disponibles a nivel del Grupo, que responden a las líneas estratégicas renovadas integrando explícitamente los objetivos ODS en la estrategia económico-financiera y promoviendo un modelo de negocio bajo en carbono. Además, cada Línea de Negocio contribuye a guiar el liderazgo de Enel en la transición energética y en la lucha contra el cambio climático a través de la gestión de los riesgos y oportunidades propios de su área de competencia.
En 2021, la Línea de Negocio Global Power Generation, creada a partir de la fusión de Enel Green Power y Global Thermal Generation, pasó a llamarse Enel Green Power and Thermal Generation; en particular, esta Línea de Negocio tiene la tarea de gestionar el crecimiento de la capacidad renovable, el proceso de descarbonización y la gestión de los activos de almacenamiento de forma integrada, confirmando así el papel de liderazgo del Grupo Enel en la transición energética.
En 2021, se creó la Línea de Negocio Enel X Global Retail, que se ocupa específicamente de la gestión de la oferta de energía y de los servicios "más allá de *commodities*", así como de ampliar la base de clientes maximizando el valor del cliente. Además, se encarga de innovar y desarrollar los servicios ofrecidos gestionando todo el ciclo de vida, desde la concepción hasta el desarrollo tecnológico, pasando por las pruebas, la comercialización, las ventas, las operaciones y las actividades posventa.
En 2021 se creó la Línea de Negocio Global e-Mobility, que se encarga de gestionar la cartera de soluciones de e-Mobility tanto en los países existentes como en los nuevos, maximizando el valor para el cliente, aprovechando también Enel X Global Retail para las actividades de venta. También innova y desarrolla soluciones de movilidad electrónica gestionando todo el ciclo de vida, desde la concepción hasta el desarrollo tecnológico, pasando por las pruebas y la comercialización, en consonancia con el resto de la oferta minorista.
También hay que señalar que se está llevando a cabo el siguiente proyecto Grid Blue Sky, que tiene como objetivos la innovación y la digitalización de las infraestructuras y de las redes para convertirlas en un factor que sirva para alcanzar los objetivos de "Acción por el clima", gracias a la transformación progresiva de Enel en un grupo basado en plataforma.

Regiones y Países

Las Regiones y los Países se encargan de gestionar las relaciones con los organismos institucionales y las autoridades reguladoras locales de los diferentes países en los que opera el Grupo, así como las ventas de electricidad y gas, y también prestan ayuda de personal y otros servicios a las Líneas de Negocio. Además, las Regiones y los Países tienen la tarea de promover la descarbonización y guiar la transición energética hacia un modelo de negocio bajo en carbono dentro de sus áreas de responsabilidad.

(4) El Comité de Inversiones del Grupo está compuesto por los responsables de Administración, Finanzas y Control, Innovación y Sostenibilidad, Asuntos Jurídicos y Corporativos, Compras Globales, de las Regiones y los Directores de las Líneas de Negocio.

Para apoyar el negocio, a esta matriz se asocian:

Funciones Globales de Servicio

Las Funciones Globales de Servicio se encargan de gestionar las actividades de tecnología de la información y la comunicación y las compras a nivel de Grupo.
Durante el primer semestre de 2021, se introdujo una nueva Función de Servicio denominada Global Customer Operations, cuyas actividades se centran en la gestión de la activación de clientes, la facturación, la gestión del crédito, el servicio de atención al cliente y los procesos de apoyo relacionados a nivel del Grupo. Además, son responsables de:

- definir y poner en práctica la estrategia de acciones globales para los clientes, aumentando la satisfacción y el valor de los mismos y optimizando al mismo tiempo los costes del servicio y los flujos de efectivo correspondientes;
- gestionar los procesos operativos de los clientes, maximizar la excelencia operativa y la orientación al cliente y aprovechar la tecnología;
- desarrollar e innovar modelos y soluciones operativas para la gestión del ciclo de vida del cliente, maximizando la adaptabilidad a los cambios internos y externos mediante un liderazgo en el mercado que innove a partir del análisis de datos específicos.

Las Funciones Globales de Servicio también se centran en la adopción responsable de medidas para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible, concretamente en la gestión de la cadena de suministro y en la creación de soluciones digitales para apoyar el desarrollo de tecnologías que permitan la transición energética y la lucha contra el cambio climático.

Funciones de Holding

Las Funciones de Holding se encargan de gestionar los procesos de gobierno corporativo a nivel de Grupo. En particular, la Función de Administración, Finanzas y Control también es responsable de consolidar el análisis del escenario y de la gestión del proceso de planificación estratégica y financiera destinado a promover la descarbonización del mix energético y de la electrificación de la demanda energética, como acciones principales de la lucha contra el cambio climático.

Sistema de incentivos

La Política de Remuneraciones de Enel para el año 2021, adoptada por el Consejo de Administración a propuesta del Comité de Nombramientos y Retribuciones y aprobada por la Junta General de Accionistas del 20 de mayo de 2021, se definió teniendo en cuenta (i) las recomendaciones contenidas en el Código italiano de Autorregulación publicado el 31 de enero de 2020; (ii) las mejores prácticas nacionales e internacionales; (iii) las indicaciones que surgieron del voto favorable de la Junta General de Accionistas del 14 de mayo de 2020 sobre la Política de Remuneraciones para 2020; (iv) los resultados de la actividad de compromiso en materia de gobierno corporativo llevada a cabo por la Sociedad en el período comprendido entre enero y marzo de 2021 con los principales *proxy advisors* e inversores institucionales presentes en el capital de Enel; (v) los resultados de un análisis de referencia relativo a la remuneración del Presidente del Consejo de Administración, del Consejero Delegado/Director General y de los Consejeros no ejecutivos de Enel para el año 2020, que ha sido elaborado por la consultora independiente Mercer.

Esta Política tiene como objetivo (i) promover el éxito sostenible de Enel, que se concreta en la creación de valor a largo plazo en beneficio de los accionistas, teniendo adecuadamente en cuenta los intereses de otras partes interesadas relevantes, para favorecer la consecución de los objetivos estratégicos; (ii) atraer, retener y motivar a las personas con las competencias y la profesionalidad requeridas por las delicadas tareas de gestión encomendadas, teniendo en cuenta la remuneración y las condiciones de trabajo de los empleados de la Sociedad y del Grupo Enel; y (iii) promover la misión y los valores de la Sociedad.

La Política de Remuneraciones adoptada para el ejercicio 2021 establece para el Consejero Delegado/Director General y los Directivos con responsabilidades estratégicas (DRE):

- una retribución fija;
- una retribución variable a corto plazo (MBO) que se asignará si se alcanzan determinados objetivos de resultados. En concreto:
  - para el Consejero Delegado/Director General, el MBO de 2021 incluye los siguientes objetivos anuales de resultados:
    - beneficio neto consolidado ordinario;
    - opex del Grupo;
    - *funds from operations*/deuda financiera neta consolidada;
    - *System Average Interruption Duration Index* – SAIDI;
    - seguridad en el trabajo;
  - para los DRE se identifican objetivos anuales específicos y claros, vinculados al negocio de referencia y diferenciados según las funciones y responsabilidades asignadas;
- una retribución variable a largo plazo vinculada a la participación en planes de incentivos plurianuales específicos. En concreto, para 2021, tal componente está vinculado a la participación en el Plan de Incentivos a Largo Plazo destinado a la dirección de Enel SpA y/o sus filiales, de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil italiano ("Plan ILP 2021") en el que se establecen los siguientes objetivos de resultados a tres años:
  - TSR (*Total Shareholder Return*) medio de Enel respecto al TSR medio del índice EURO STOXX *Utilities* – UEM en el trienio 2021-2023;
  - ROACE (*Return on Average Capital Employed*) acumulado del trienio 2021-2023;
  - capacidad instalada neta consolidada procedente de fuentes renovables/capacidad instalada neta total consolidada a finales de 2023;
  - emisiones de GEI de Alcance 1 en gramos por kWh equivalente producido por el Grupo en 2023;
  - porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de directivos a finales de 2023.

En el marco del Plan ILP 2021, toda bonificación devengada está representada por un componente de capital, al que puede añadirse un componente monetario, en función del nivel de consecución de los distintos objetivos. En particular, se prevé que el 100% del bonus base del Consejero Delegado/Director General (frente a un importe máximo que puede alcanzar el 280% del bonus base) y el 50% del bonus base de los DRE (frente a un importe máximo que puede alcanzar el 180% del bonus base) se paguen en acciones de Enel, previamente adquiridas por la Sociedad. Además, el pago de una parte importante de la remuneración variable a largo plazo (equivalente al 70% del total) se aplaza hasta el segundo ejercicio siguiente al período de referencia de tres años para los objetivos del Plan ILP 2021 (el llamado "pago diferido").

Para informaciones adicionales sobre el contenido de la Política de remuneración para 2021, consulte el Informe de retribuciones de Enel para 2021, disponible en la página web de la Sociedad (www.enel.com), en el que se recoge una descripción detallada de la Política de remuneraciones para el ejercicio 2021 y de las retribuciones abonadas en el ejercicio 2020.

IMC
IWEF
IVChain

Valores y pilares de la ética empresarial

Las actividades del Grupo Enel se basan en un sistema ético sólido, dinámico y orientado constantemente a incorporar las mejores prácticas nacionales e internacionales, que todas las personas que trabajan en Enel y para Enel deben respetar y aplicar en sus actividades diarias. Un sistema que se basa en Programas de Cumplimiento específicos, entre los que destacan: el Código Ético, el Modelo de Organización y Gestión de conformidad con el Decreto Legislativo n.° 231/2001, el Programa de Cumplimiento Global de Enel, el Plan de "Tolerancia Cero con la Corrupción", la Política de Derechos Humanos y los demás modelos nacionales de cumplimiento que hayan adoptado las sociedades del Grupo de acuerdo con la legislación local.

Código Ético

Desde 2002, Enel ha adoptado el Código Ético, en el que se plasman los compromisos y las responsabilidades éticas en la conducción de los negocios, regulando y armonizando el comportamiento empresarial con arreglo a criterios de máxima transparencia y equidad hacia todos los grupos de interés. El Código Ético se aplica tanto en Italia como en el extranjero, si bien teniendo en cuenta la diversidad cultural, social y económica de los diferentes países en los que opera el Grupo. Enel también exige a todas las empresas asociadas o participadas y a los principales proveedores y socios que adopten una conducta acorde con los principios generales del Código. Toda infracción o sospecha de infracción de los Programas de Cumplimiento de Enel se puede denunciar, incluso de forma anónima, a través de una única plataforma a nivel de Grupo ("Ethics Point"). En febrero de 2021, el Consejo de Administración aprobó una nueva actualización del Código Ético para adecuar su contenido al contexto actual de referencia, incluyendo la misión actual de la Empresa y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, la estructura organizativa y el sistema de procedimientos actuales, así como las mejores prácticas nacionales e internacionales en materia de diversidad y privacidad.

Por lo que respecta al Código Ético, la tabla a continuación muestra la media de horas de formación per cápita, el número total de denuncias recibidas y las infracciones comprobadas.

		2021	2020	2021-2020	
Total de denuncias de infracción del Código Ético	n.°	**153**	**151**	**2**	**1,3%**
Infracciones comprobadas del Código Ético	n.°	**41**	**26**	**15**	**57,7%**
- infracciones por conflicto de intereses/corrupción	n.°	*7*	*2*	*5*	*-*

Modelo de organización y gestión conforme al Decreto Legislativo n.° 231/2001

Con el Decreto Legislativo n.° 231 de 8 de junio de 2001 se introdujo en el ordenamiento jurídico italiano un régimen de responsabilidad administrativa (pero en la práctica penal) para las empresas en relación con algunas categorías de delitos cometidos por sus Consejeros, directivos o empleados en interés o en beneficio de las empresas mismas. Ya en 2002, Enel fue la primera empresa en Italia en adoptar un modelo de organización y gestión conforme a los requisitos del Decreto Legislativo n.° 231/2001 (Modelo 231), y desde entonces lo ha ido actualizando constantemente para adaptarlo a la legislación y a la organización de la sociedad vigentes en cada momento.

Programa de Cumplimiento Global de Enel (EGCP)

En septiembre de 2016, Enel aprobó el Programa de Cumplimiento Global para las empresas extranjeras del Grupo, que se configura como una herramienta de gobierno corporativo destinada a fortalecer el compromiso ético y profesional del Grupo para prevenir la comisión en el extranjero de delitos de los que pueda derivarse una responsabilidad penal empresarial y los riesgos reputacionales relacionados. La identificación de las categorías de delitos contempladas en el Programa de Cumplimiento Global de Enel, que determinan la identificación de estándares de comportamiento y de áreas que deben ser objeto de seguimiento preventivo, se basa en conductas ilícitas generalmente reconocidas en la mayoría de los países como, por ejemplo, delitos de corrupción, delitos contra la administración pública, falsedad en documentos contables, blanqueo de capitales, delitos por incumplimiento de la legislación sobre seguridad en el trabajo, delitos medioambientales, etc.

Plan de "Tolerancia Cero con la Corrupción" y sistema de gestión anticorrupción

En cumplimiento del principio 10 del Pacto Mundial, según el cual "las empresas deben luchar contra la corrupción en todas sus formas, incluidas extorsión y soborno", Enel tiene intención de continuar su compromiso de lucha contra la corrupción. Por esta razón, en 2006 se adoptó el Plan de "Tolerancia Cero con la Corrupción" (el llamado "Plan TCC"), confirmando el compromiso del Grupo, anteriormente indicado en el Código Ético y en el Modelo 231, de garantizar condiciones de equidad y transparencia en la conducción de los negocios y de la actividad empresarial, para proteger su posición e imagen, el trabajo de sus empleados y las expectativas de sus accionistas y de todos los demás grupos de interés. Tras la obtención de la certificación anticorrupción de conformidad con la norma ISO 37001 por parte de Enel SpA en 2017, el plan de certificación 37001 se ha extendido progresivamente a las principales sociedades dependientes del Grupo, tanto italianas como extranjeras.

		2021	2020	2021-2020	
Formación sobre políticas y procedimientos anticorrupción	n.°	**20.074**	**26.660**	**(6.586)**	**-24,7%**
	%	30,3	40,0	(9,7)	-24,3%
Formación sobre políticas y procedimientos anticorrupción por área geográfica					
Italia	%	34,5	47,7	(13,2)	-27,7%
Iberia	%	37,4	20,2	17,2	85,1%
América Latina	%	17,8	26,8	(9,0)	-33,6%
Europa	%	21,0	80,7	(59,7)	-74,0%
África, Asia y Oceanía	%	27,7	28,4	(0,7)	-2,5%
América del Norte	%	75,9	56,7	19,2	33,9%

Política de Derechos Humanos

En 2013 la Compañía adoptó una Política de Derechos Humanos, que posteriormente fue aprobada por todas las filiales del Grupo, que, al transponer las "Directrices sobre las empresas y los derechos humanos" dictadas por las Naciones Unidas, define los principios que todos los empleados de Enel SpA y sus filiales se comprometen a respetar por su relevancia para sus actividades y relaciones comerciales en cada país en el que opera, teniendo en cuenta al mismo tiempo las diferencias culturales, sociales y económicas locales y exigiendo que cada uno de sus grupos de interés adopte una conducta acorde con estos principios.

Los grupos de interés se definen como todos aquellos que tienen un interés directo o indirecto en las actividades del Grupo Enel, como, por ejemplo, los clientes, los empleados de cualquier rango y nivel, los proveedores, los contrati-

stas, los socios, otras empresas y asociaciones comerciales, la comunidad financiera, la sociedad civil, las comunidades locales y las poblaciones indígenas y tribales, las instituciones nacionales e internacionales, los medios de comunicación y las organizaciones e instituciones que los representan.

Teniendo en cuenta la evolución del contexto de referencia y del entorno operativo, organizativo y de gestión de Enel, incluida la alineación con el Código Ético actualizado a principios de año, se inició una revisión de la Política de Derechos Humanos en 2021.

La actualización, al igual que el borrador de 2013, se definió a través de un proceso de consulta con los grupos de interés relevantes para la Compañía (internos, otras empresas, proveedores, expertos en derechos humanos, "think tanks", ONGs) realizado según los criterios recogidos en la guía ''UN Global Compact Guide for business: how to develop a Human Rights Policy'' ("Guía del Pacto Mundial de las Naciones Unidas para las empresas: cómo desarrollar una Política de Derechos Humanos").

El nuevo texto, aprobado por el Consejo de Administración de Enel SpA el 4 de noviembre de 2021, identifica doce principios (frente a los ocho anteriores) divididos en dos macrotemas, como antes: prácticas de trabajo y relaciones con las comunidades.

La Política de Derechos Humanos es un compromiso para:

- considerar proactivamente las necesidades y prioridades de las personas y de la sociedad porque esto permite innovar en los procesos y productos, un aspecto clave para un modelo de negocio cada vez más competitivo, inclusivo y sostenible, y esto también a través de la adopción de principios de circularidad, protección del capital natural y de la biodiversidad;
- promover la participación de las principales partes interesadas, tanto externas como internas, con el fin de aumentar su concienciación y desarrollar un diálogo constructivo que pueda aportar una valiosa contribución al diseño de soluciones para mitigar el cambio climático.

Entre las principales actualizaciones, además del encuadramiento del compromiso en el marco de la contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, está la introducción de: (i) un recordatorio de cómo la degradación del medio ambiente y el cambio climático están interrelacionados con los derechos humanos, ya que la aplicación de medidas para mitigar los efectos de las actividades humanas sobre el medio ambiente no puede tener lugar sin tener en cuenta su impacto social; (ii) el refuerzo del principio de "Respeto a la Diversidad y No Discriminación", así como del principio de "Salud y Seguridad" en la parte relativa al bienestar psicofísico y a la integración de la vida laboral y familiar; (iii) la mayor granularidad del compromiso dentro de las relaciones comunitarias, en particular con respecto a: comunidades locales, pueblos indígenas y tribales, privacidad y comunicación.

Enel se compromete a supervisar la aplicación de la Política de Derechos Humanos (i) utilizando un proceso específico de diligencia debida en los distintos países en los que opera, (ii) promoviendo un comportamiento acorde con una transición justa e inclusiva, y (iii) comunicando sobre los planes de acción desarrollados para prevenir y remediar cualquier criticidad.

En particular, el proceso de *due diligence* sobre el sistema de gestión, orientado en ciclos trienales y definido en línea con las principales referencias internacionales, como los Principios Rectores de las Naciones Unidas sobre las Empresas y los Derechos Humanos y las Directrices de la OCDE sobre Mejores Prácticas Internacionales, permite identificar oportunidades de mejora y desarrollar planes de acción específicos para cada país de presencia, que se acompañan de un plan de mejora a nivel central para armonizar e integrar los procesos y políticas definidos a nivel global y aplicados a nivel local. Todos estos planes de mejora se integran también en el Plan de Sostenibilidad.

En el ciclo 2020-2022, se han identificado unas 170 acciones que cubren el 100% de las operaciones y centros.

En cuanto a la sostenibilidad de la cadena de suministro, en particular, se realiza una evaluación de los derechos humanos de todos los proveedores potenciales mediante un cuestionario específico que analiza sus características en términos de inclusión y diversidad, protección de la privacidad de los trabajadores, verificación de su cadena de suministro, trabajo forzado o infantil, libertad de asociación y negociación colectiva, y aplicación de condiciones de trabajo justas (incluyendo salarios y horas trabajadas adecuadas). Tal y como se recoge en la Política de Derechos Humanos, además de garantizar los estándares de calidad necesarios, la actuación de los proveedores debe ir acompañada del compromiso de adoptar las mejores prácticas en materia de derechos humanos y condiciones de trabajo (incluyendo la adecuación de la jornada laboral, el trabajo forzoso o infantil, el respeto a la dignidad personal, la no discriminación y la inclusión de la diversidad, la libertad de asociación y la negociación colectiva), la seguridad y la salud laboral, la responsabilidad medioambiental y el respeto a la intimidad por diseño y por defecto. Además, en las condiciones generales de contratación se establece expresamente que los proveedores se comprometen a adoptar y aplicar, entre otros, los principios contenidos en la Política de Derechos Humanos y el Código Ético del Grupo, así como a cumplir con los convenios de la Organización Internacional del Trabajo o la legislación vigente en el país en el que se vayan a realizar las actividades, si es más restrictiva, y los principios del Pacto Mundial a los que se adhiere Enel, garantizando su cumplimiento en la realización de todas sus actividades, ya sean realizadas por sus propios empleados o por subcontratistas.

3. Estrategia del Grupo y gestión de riesgos

WEF

Planificación a largo plazo

La década que estamos viviendo será la de la electrificación: un paso crucial, junto con el desarrollo de las renovables, para acelerar el proceso de descarbonización y alcanzar los ambiciosos objetivos climáticos.

El nuevo Plan Industrial 2022-2024

Dentro de las ambiciones más amplias expresadas para el posicionamiento del Grupo hasta 2030, el Plan Industrial 2022-2024 se sitúa idealmente en el inicio de una trayectoria de crecimiento que abarca toda la década.

Escenarios de referencia

Evaluar los impactos del cambio climático y la transición energética es crucial para la planificación a largo plazo. Para ello, el Grupo ha creado un marco global y un proceso para traducir los datos en información útil para maximizar las oportunidades y mitigar los riesgos.

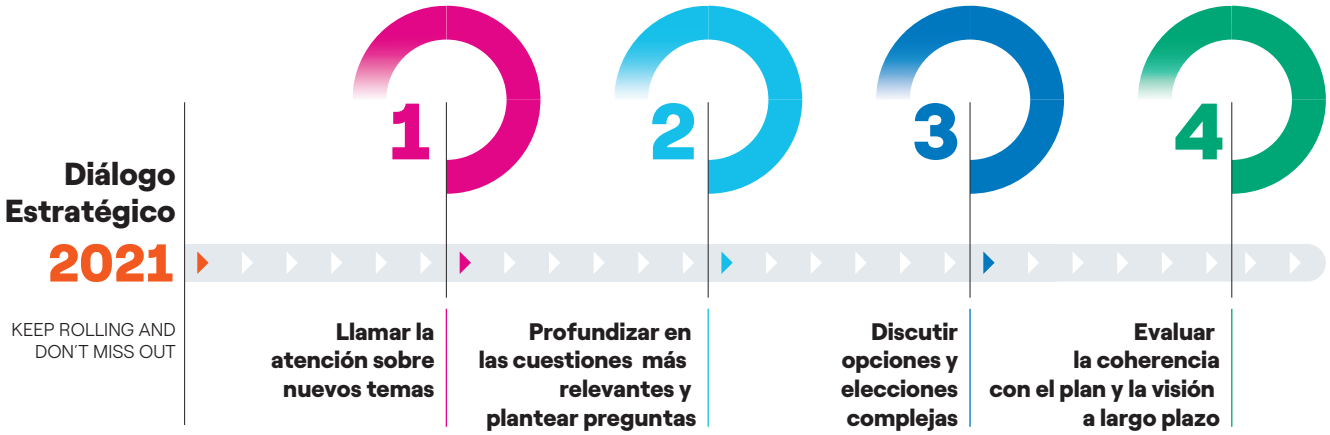
Estrategia del Grupo

La definición de la estrategia a largo plazo del Grupo se basa en la evaluación de opciones que permitan generar valor sostenible para todas las partes interesadas a largo plazo.

La evaluación del contexto externo y su evolución es fundamental: para definir el marco de referencia, se desarrolla un marco de planificación de escenarios exhaustivo, con el objetivo de prepararse para captar las oportunidades y hacer frente a los riesgos e incertidumbres futuros de forma más sólida. El análisis de lo que podría suceder en el contexto externo, combinado con el propósito del Grupo y la misión de Open Power, se vuelve funcional para la definición del posicionamiento del Grupo en este contexto. Por lo tanto, se identifican las ambiciones a largo plazo y se elaboran las opciones estratégicas que caracterizan la planificación a largo plazo.

En los últimos años, el aumento de la complejidad del contexto de referencia, junto con la velocidad de los cambios, ha hecho que el proceso de definición estratégica del Grupo también haya evolucionado, con el fin de interceptar al máximo este dinamismo, transformándolo en un factor facilitador de la definición de objetivos.
En concreto, hoy este proceso se divide en las siguientes actividades principales:

- **Diálogo estratégico** – Un proceso continuo de diálogo a lo largo del año, en todas las Funciones del Grupo, a través del cual se identifican, discuten y abordan cuestiones consideradas importantes (los llamados temas estratégicos) para la evolución y el crecimiento del Grupo. El diálogo pertenece a una fase de diseño estratégico, en la que la comunicación entre los ejecutivos produce valiosas contribuciones para llegar a la definición de nuevas opciones estratégicas, destacando también la necesidad de un cambio cultural u organizativo y las sinergias entre las empresas. Este proceso, coordinado a nivel del Grupo, implica primero la identificación de temas, compartidos e integrados por la alta dirección y aprobados por el Director General. La siguiente etapa del proceso de diálogo estratégico consiste en estructurar grupos de trabajo ágiles, que incluyan a todos los profesionales necesarios para el correcto análisis de cada tema, con el objetivo de preparar talleres dedicados u opciones estratégicas para el debate.



La gobernanza del proceso es fundamental e incluye hitos y plazos, definidos también en función del carácter preventivo de unas decisiones respecto a otras. En particular, a lo largo de 2021, los grupos de trabajo creados sobre diversos temas se organizaron en función de las prioridades estratégicas (Electrificación, Valor para todo el sistema, Descarbonización, Plataformas y Transición Digital, etc.). Este proceso permite definir correctamente las oportunidades vinculadas a cada tema estratégico (incluidas las posibles repercusiones operativas, económicas y financieras) y la posible hoja de ruta para aplicar las iniciativas necesarias. A continuación, los outputs son debatidos por la alta dirección en reuniones específicas. Entre las reuniones, hay una en particular, llamada Top Team Offsite, en la que se discuten los temas prioritarios con toda la alta dirección; las conclusiones más relevantes se incluyen luego en la planificación a largo plazo del Grupo. A continuación se celebra la Cumbre Estratégica, que suele organizarse en octubre para compartir con el Consejo de Administración las líneas de la actualización anual del Plan Estratégico. Este marco garantiza

la gobernanza en el tratamiento de las cuestiones estratégicas, asegurando al mismo tiempo la rapidez en la identificación de las tendencias emergentes y la necesaria participación transversal para un análisis completo de cuestiones complejas e interdependientes en presencia de una estructura organizativa basada en la matriz País/Línea de Negocio/Función de Servicio.

- **El Plan Estratégico** – Este proceso, alimentado continuamente por la retroalimentación del diálogo estratégico, convierte la información que hay que procesar para definir la visión global del desarrollo industrial, económico y financiero del Grupo en modelos cuantitativos, complementados por hipótesis de gestión activa de la cartera. La evaluación de las opciones estratégicas se lleva a cabo en un horizonte temporal que va más allá del de la planificación industrial, mediante (i) la definición y elaboración cuantitativa y cualitativa de escenarios macroeconómicos, energéticos y climáticos alternativos con los que evaluar la estrategia global, (ii) el análisis basado en pruebas de resistencia relativas a diversos factores, entre ellos la evolución del sector industrial, la tecnología, la estructura competitiva y las políticas.
- **Posicionamiento a largo plazo** – Los análisis y las decisiones descritas en los puntos anteriores aportan pruebas para el posicionamiento a largo plazo en diversos temas, así como la evaluación de las ambiciones y los objetivos del Grupo.
- **Análisis de los factores ESG y evaluación de la materialidad en el ámbito de la sostenibilidad** – Enel lleva a cabo análisis ESG y de materialidad con una metodología desarrollada teniendo en cuenta las directrices de numerosos estándares internacionales (por ejemplo, Global Reporting Initiative – GRI, UN Global Compact, SDG Compass, etc.), con el objetivo de identificar y evaluar las prioridades para las partes interesadas e integrarlas en la estrategia del Grupo.

La estrategia del Grupo Enel ha demostrado ser capaz de crear valor de forma sostenible a largo plazo, integrando plenamente las cuestiones de sostenibilidad y cambio climático, al tiempo que garantiza una mayor rentabilidad.
El Grupo se encuentra entre las empresas líderes que impulsan la transición energética, a través de la descarbonización de la generación de electricidad y otras actividades y la electrificación del consumo, que representan oportunidades tanto para aumentar la creación de valor para todos como para contribuir positivamente a una más rápida consecución de los Objetivos de Sostenibilidad Global de la ONU (Objetivos de Desarrollo Sostenible, en adelante ODS) en la Agenda 2030.

IMC

El Plan Estratégico

La década de la electrificación – El camino hacia el "Net Zero" está en marcha en todo el mundo y los procesos de descarbonización y electrificación de la economía mundial son cruciales para evitar las graves consecuencias de un aumento de la temperatura de más de 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales. Los escenarios publicados más recientemente coinciden en que la consecución de objetivos climáticos ambiciosos requiere una aceleración de la electrificación del consumo energético, combinada con el proceso de descarbonización en la generación de energía. Los clientes serán participantes activos y principales beneficiarios de este proceso.

En la última década, las energías renovables se han convertido en la tendencia dominante en la generación de energía, reduciendo los costes y permitiendo que la descarbonización avance a un ritmo más rápido: ha sido una década de profundos cambios en la combinación de generación de energía que continuará a un ritmo cada vez mayor. La próxima década será crucial para alcanzar los objetivos fijados por el Acuerdo de París en 2015. Al mismo tiempo, este período también se caracterizará por el creciente apoyo a la electrificación, mediante la cual los clientes convertirán gradualmente su consumo de energía en electricidad, con mejoras en el gasto, la eficiencia, las emisiones y la estabilidad de los precios.

Para responder con mayor eficacia a la esperada aceleración de las inversiones y contribuir a una más rápida consecución de los principales objetivos necesarios para combatir el cambio climático, el Grupo Enel pretende aprovechar sus avances en el ámbito de la digitalización, así como su posicionamiento como:

- mayor operador privado del mundo en el sector de las energías renovables, con 53,4 GW de capacidad total a nivel mundial;
- mayor operador privado de red del mundo, con más de 75 millones de clientes;
- operador privado con la mayor base de clientes minoristas del mundo, más de 69 millones en todo el mundo.

El modelo de negocio – Con el fin de beneficiarse plenamente de todas las oportunidades que surgen del contexto de mercado en el que opera, el Grupo ha identificado dos modelos de negocio, Ownership y Stewardship. En función de la geografía de interés y del contexto operativo, se identifica el modelo de negocio más adecuado y eficaz:

- el modelo de negocio de Ownership o de propiedad, en el que el Grupo realiza inversiones directas en energías renovables, redes y clientes. Este modelo se utiliza cuando se opera en países donde ya se puede aprovechar toda la cadena de valor, desde la generación hasta la integración con los clientes finales. Estos países se definen como "Nivel 1" ("Tier 1"), como Italia, España y Rumanía en Europa y Estados Unidos, Brasil, Chile, Colombia y Perú en América;
- el modelo de negocio Stewardship, en el que el Grupo invierte capital en *joint ventures* existentes, de nueva creación o mediante la adquisición de participaciones minoritarias, con el fin de maximizar el valor del *know-how* desarrollado en los distintos negocios en los que opera. Esto se hace a través de la activación de servicios contractuales específicos hacia los socios o incluso a través de la valorización posterior de los activos. Este modelo se centra sobre todo, aunque no exclusivamente, en los países "no pertenecientes al Nivel 1", donde la presencia del Grupo no está integrada, y trata de establecer asociaciones con terceros para explorar nuevas zonas geográficas o aprovechar la experiencia operativa del Grupo en contextos alternativos.

Acciones estratégicas – En esta perspectiva, el Grupo ha establecido sus directrices estratégicas como sigue:

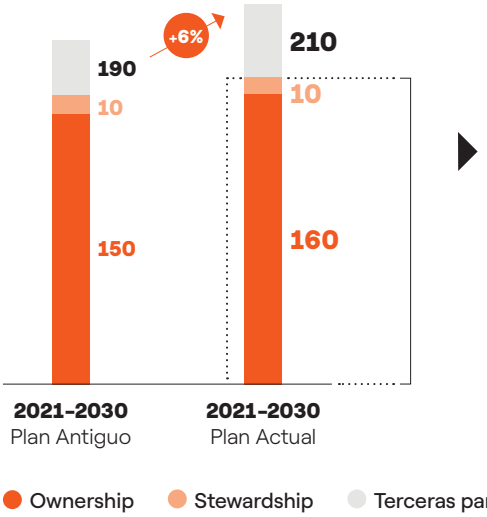
I. *Asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado*

El Grupo espera movilizar 210.000 millones de euros entre 2021 y 2030. De esta cantidad, el Grupo espera invertir alrededor de 170.000 millones de euros directamente (+6% en comparación con el Plan anterior) a través de los modelos de negocio de Ownership y de Stewardship, con otros 40.000 millones de euros catalizados por este último a través de terceros.

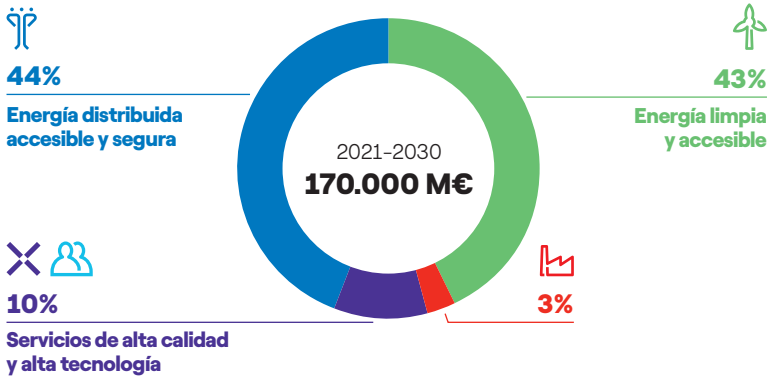
Se espera que esta asignación de capital acelere la consecución de los objetivos de electrificación y descarbonización del Grupo.

Inversiones totales(1)

(miles de millones de euros)



Capex para Línea de Negocio y las necesidades de los clientes



(1) El Plan Antiguo 2021-2030 incluye Capex consolidadas en Stewardship de Enel X.

Para 2030, el Grupo Enel espera alcanzar una capacidad renovable total gestionada de aproximadamente 154 GW, triplicando su cartera en 2020, así como aumentar la base de clientes de la red en 12 millones y promover la electrificación del consumo de energía, aumentando el volumen de electricidad vendida en casi un 30%, al tiempo que se centra en el desarrollo de servicios "más allá de *commodities*", como la expansión de la red de carga para la movilidad eléctrica o los relacionados con el almacenamiento detrás del contador y los autobuses eléctricos, en colaboración con los socios.

	Capacidad FER (GW) 2020	Capacidad FER (GW) 2030	Clientes de las redes (M) 2020	Clientes de las redes (M) 2030	Energía vendida[2] (TWh) 2020	Energía vendida[2] (TWh) 2030
Ownership	45	129[1]	74	81	~430	~550
	+84 GW		+7 millones		+28%	
Stewardship	~4	25	0	5	Sistemas de acumulación (MW) 6	>600
	+21 GW		+5 millones		Autobuses eléctricos (miles) 0,4	>20
Total	~49	154	74	86		
	+105 GW		+12 millones			

(1) Incluye capacidad FER y BESS.
(2) Energía vendida en el mercado libre + regulado + mayorista + PPA.

II. *Permitir la electrificación de la demanda energética de los clientes*

Las acciones estratégicas del Grupo tendrán como objetivo aumentar el valor para los clientes de los segmentos *Business to Consumer* (B2C), *Business to Business* (B2B) y *Business to Government* (B2G), aumentando el nivel de electrificación de estos clientes y mejorando simultáneamente los servicios ofrecidos.

En los países "Nivel 1" ("Tier 1"), se espera que esta estrategia específica, combinada con la inversión en la base de activos, permita multiplicar por 2,6 el margen integrado del Grupo entre 2021 y 2030, con el apoyo de una plataforma unificada capaz de gestionar la mayor base de clientes de operadores privados del mundo.

El Grupo reforzará su posicionamiento integrado en los países "Nivel 1" ("Tier 1"), donde se espera:

- un aumento de los ingresos del 80% con respecto a 2021;
- una disminución del 40% en el coste total de la energía vendida a los clientes de todas las fuentes de energía en comparación con 2021.

2030

~40%
Reducción del gasto energético de las familias[1]

>85%
Ventas cubiertas de producción FER[2] (%)

~80%
Reducción de las emisiones GEI de las familias[1]

(1) *Vs* 2020. Basado en la cartera de clientes de Enel en Italia y España.
(2) Basado en los países del "Nivel 1"; mercado libre.

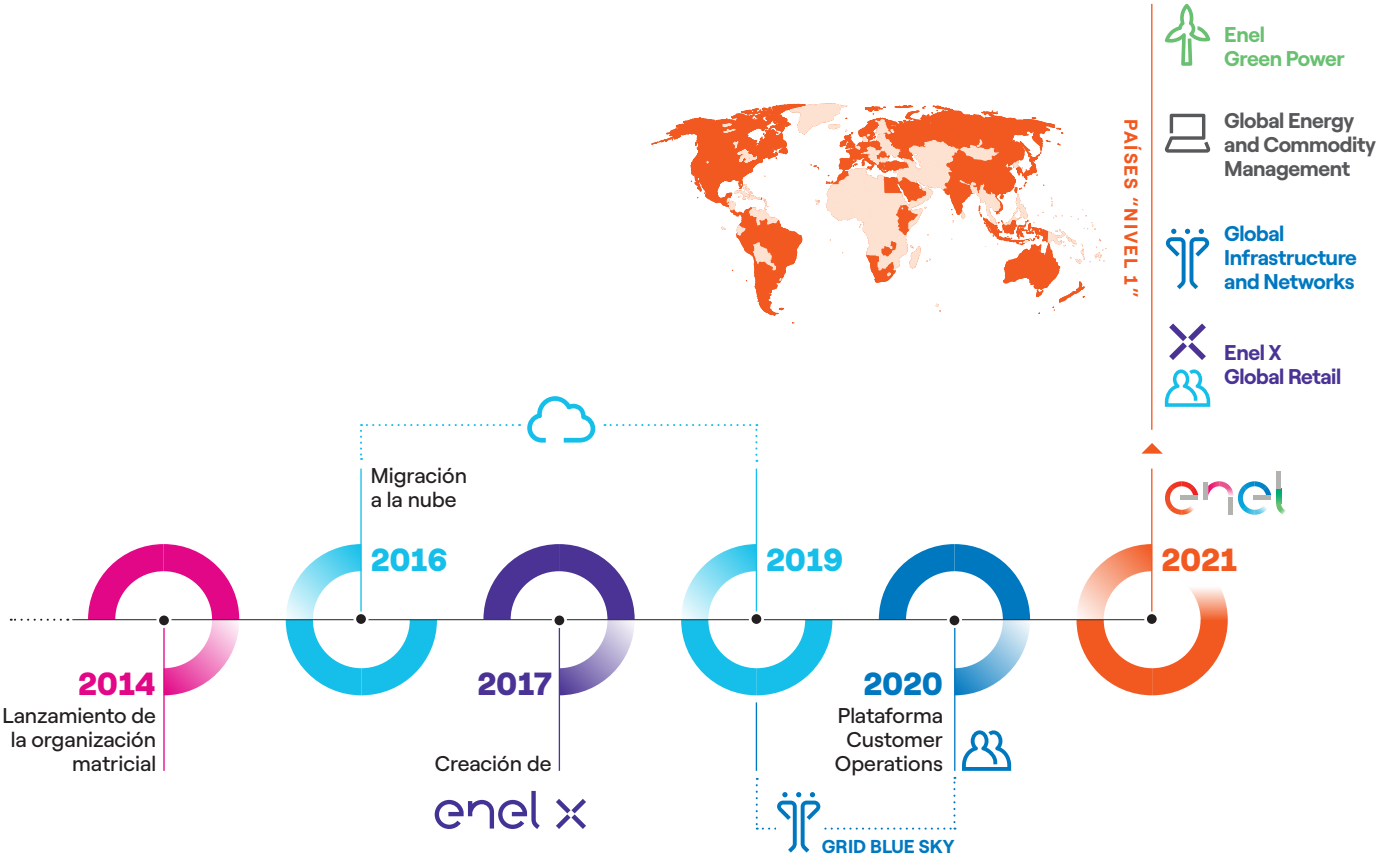
El aumento de los volúmenes de electricidad vendidos y el crecimiento de los servicios "más allá de *commodities*" irán acompañados de una disminución general de los costes. En concreto, se espera que el coste total de generación se reduzca en torno al 50%, debido al mayor uso de la generación propia en las ventas de energía, así como al aumento de la cuota de renovables en el mix de generación del Grupo, que pasará de alrededor del 60% en 2021 a más del 85% en 2030 en los países "Nivel 1" ("Tier 1").

Se espera que el valor creado por el Grupo para los clientes pueda suponer una reducción de hasta el 40% de su gasto energético total, junto con una reducción de hasta el 80% de su huella de carbono para 2030.

III. *Apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor*

Para reforzar la estrategia de orientación al cliente mediante el uso de plataformas, el Grupo creó la Línea de Negocio de Global Customer Operations, que se encarga de definir la estrategia comercial y dirigir la asignación de capital hacia las necesidades de los clientes, aprovechando la electrificación y mejorando aún más la calidad de los servicios ofrecidos.

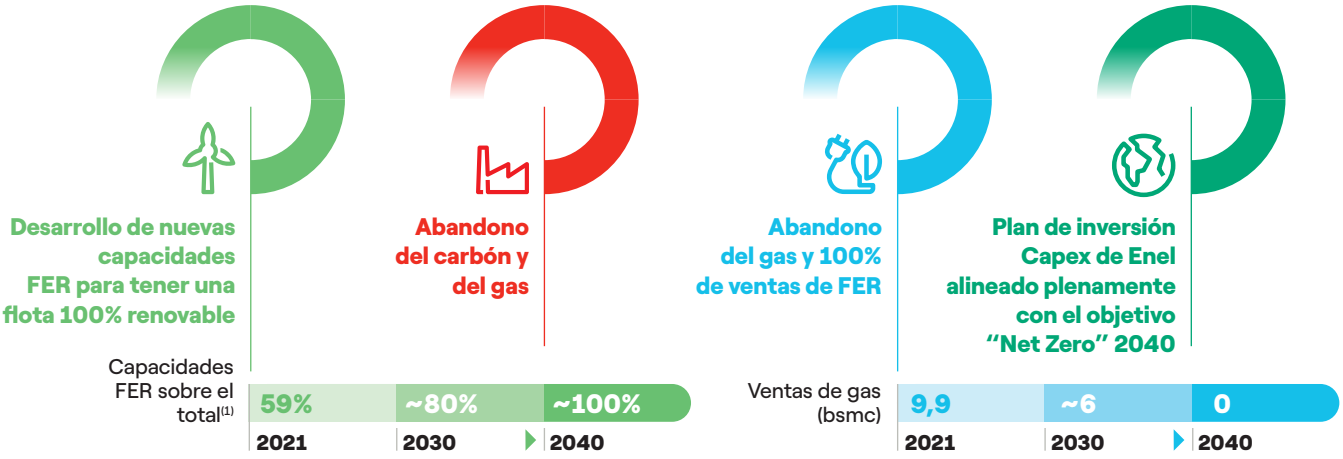
La reorientación del Grupo irá acompañada de la simplificación y el reequilibrio de su cartera, mediante: (i) focalización en los países "Nivel 1" ("Tier 1"), (ii) recursos disponibles por la cesión de activos que ya no son funcionales a la estrategia del Grupo, y (iii) operaciones extraordinarias destinadas a mejorar el posicionamiento, adquirir competencias o generar sinergias.



IV. *Anticipación de los objetivos sostenibles "Net Zero" para 2040*

La estrategia definida y la previsión de posicionamiento del Grupo para 2030 permiten afirmar su compromiso de anticipar el compromiso "Net Zero" de los Acuerdos de París en 10 años, de 2050 a 2040, tanto para las emisiones directas como para las indirectas. Enel se ha comprometido a conseguir cero emisiones, sin utilizar ninguna tecnología de eliminación de carbono o soluciones basadas en la naturaleza, en relación con la generación de energía y la venta de electricidad y gas natural a los clientes finales.

El plan con el que el Grupo espera anticiparse a este ambicioso objetivo se basa en la puesta en marcha de una serie de pasos estratégicos clave: (i) la expectativa de acelerar el proceso de descarbonización de las actividades de generación, sustituyendo progresivamente la cartera termoeléctrica por nueva capacidad renovable, así como haciendo uso de la hibridación de las renovables con soluciones de almacenamiento; (ii) para 2040 la electricidad vendida por el Grupo se producirá al 100% a partir de renovables y para ese mismo año el Grupo abandonará el negocio de venta de gas al por menor.



(1) Incluye 3,3 GW de capacidad renovable.

El plan de inversión

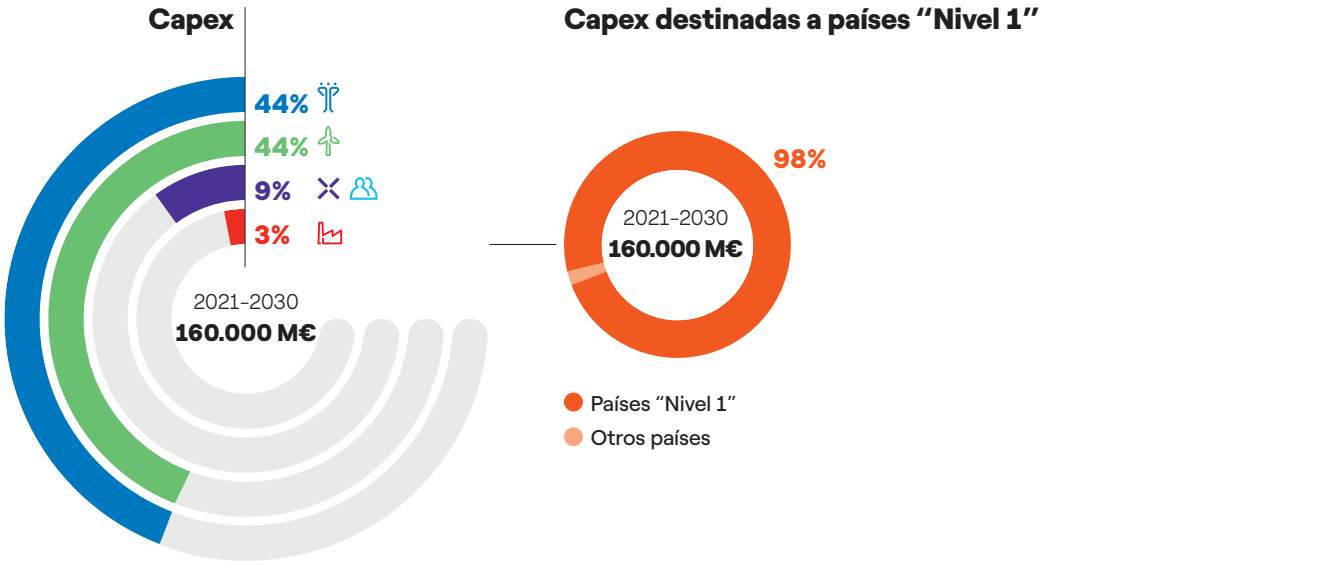
El plan de inversión del Grupo está totalmente alineado con su objetivo de ser "Net Zero" en 2040 (en línea con el objetivo del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global a 1,5 °C). Como resultado, las inversiones en activos o productos intensivos en carbono disminuirán gradualmente hasta llegar a cero en 2040.

En consonancia con esta visión, a lo largo de la década el Grupo tiene previsto invertir unos 160.000 millones de euros directamente a través del modelo de Ownership o negocio de propiedad, principalmente en los países "Nivel 1" ("Tier 1").

En detalle:

- casi la mitad (unos 70.000 millones de euros) se dedicará a las energías renovables, para las que se prevé un aumento de unos 84 GW de capacidad, de los cuales 9 GW de almacenamiento, en comparación con 2020, con lo que la capacidad renovable instalada alcanzará los 129 GW a nivel consolidado en 2030. Se espera conseguirlo aprovechando una creciente cartera de proyectos de unos 370 GW, más del doble de la presentada el año pasado, junto con tres plataformas globales para las actividades de Desarrollo de Negocio, Ingeniería y Construcción y Operación y Mantenimiento;
- está prevista una nueva inversión de aproximadamente 70.000 millones de euros para el negocio de Infraestructuras y Redes, lo que supone un aumento de 10.000 millones de euros respecto al plan anterior y se concentra en Europa, con el objetivo de reforzar la posición del Grupo como operador global en términos de tamaño, calidad, eficiencia y resistencia. Se espera que esta inversión dé lugar a un RAB ("Regulatory Asset Base") de 65.000 millones de euros en 2030, junto con la completa digitalización de toda la base de clientes de la red mediante contadores inteligentes. El desarrollo de las actividades del Grupo en este ámbito se beneficiará de

la implantación de "Grid Blue Sky", una plataforma digital para la gestión de los activos de red en el marco de un modelo global unificado que sitúa al cliente en el centro de la cadena de valor.



En el marco del modelo de negocio de Stewardship, el Grupo tiene previsto invertir unos 10.000 millones de euros, al tiempo que catalizará otras inversiones de unos 40.000 millones de euros procedentes de terceros.

Objetivo "Net Zero" para 2040

En 2019, Enel, respondiendo a un llamamiento a la acción de las Naciones Unidas, firmó un compromiso para tomar medidas para limitar el aumento de las temperaturas globales a 1,5 °C y ser "Net Zero" para 2050 en toda su cadena de valor, incluyendo tanto las emisiones directas (Alcance 1) como las indirectas (Alcance 2 y 3).

En 2021, Enel anunció el adelanto del objetivo de "Impacto Net Zero" para 2040. En particular, este compromiso incluye: (i) reducción del 100% de las emisiones directas (Alcance 1) y de las emisiones indirectas procedentes de la venta de gas (Alcance 3 Gas); (ii) reducción de al menos el 90% del resto de emisiones indirectas (Alcance 2 y 3). Este objetivo requiere no solo una fuerte aceleración de las energías renovables y la eficiencia energética, sino también un replanteamiento completo del modelo económico y la planificación de las inversiones. En referencia a estos últimos para los próximos 10 años, el Plan Estratégico presentado por Enel en noviembre de 2021 describe cómo las importantes inversiones previstas a través del modelo de negocio de Ownership son coherentes con el objetivo de reducción de emisiones directas (Alcance 1) de 82 gCO_{2eq}/kWh para 2030, objetivo que ha sido certificado por la iniciativa Science-Based Targets ("SBTi") en línea con el escenario de 1,5 °C definido por el Acuerdo de París. En particular, las inversiones en nueva capacidad renovable permitirán alcanzar determinados indicadores clave de rendimiento ("KPI"): las renovables representarán más del 80% de la capacidad total y alrededor del 80% de la generación de electricidad en 2030. Esto permitirá que la cuota de generación "libre de emisiones" crezca del 65% en 2020 a más del 85% en 2030 y, en consecuencia, que se reduzcan las emisiones directas de 211 gCO_{2eq}/kWh en 2020 a 82 gCO_{2eq}/kWh en 2030.

El objetivo de lograr la descarbonización total para 2040 requiere un replanteamiento completo del modelo económico, también en términos de circularidad.

En esta dirección, Enel está actuando tanto en la palanca principal de las emisiones directas como en un amplio replanteamiento de su modelo de negocio para actuar en todas las demás dimensiones.

El Grupo ha aumentado su concienciación y transparencia en relación con todas las categorías de emisiones indirectas. Aunque se pueden recoger de forma voluntaria, Enel ha realizado un examen más profundo de las emisiones procedentes de la extracción/el transporte de combustible, las pérdidas en la red, el autoconsumo y las relaciones con los proveedores.

Compromiso "Net Zero"

Enel, como firmante de la Campaña "Business Ambition for 1.5 °C" promovida por Naciones Unidas y otras instituciones, se compromete a establecer un objetivo a largo plazo para alcanzar las emisiones "Net Zero" en toda la cadena de valor para 2040 (adelantando el objetivo anterior a 2050), incluyendo tanto las emisiones directas (Alcance 1) como las indirectas (Alcance 2 y 3), junto con objetivos científicos en todas las áreas relevantes y en línea con los criterios y recomendaciones de la iniciativa Science-Based Targets (SBTi).

	Objetivo de GEI	Ámbito	Escenario climático	Principales impulsores y acciones para alcanzar el objetivo
A corto plazo (2024)	140 gCO_{2eq}/kWh al 2024	**100% de las emisiones** GEI Alcance 1[1]	1,5 °C[2]	• Eliminación progresiva de la capacidad de carbón durante el período 2022-2024 (peso porcentual de la capacidad de carbón sobre la capacidad consolidada del 7% en 2021 a alrededor del 4% en 2024) • Invertir 17.300 millones de euros para acelerar el desarrollo de las energías renovables mediante la instalación de 17 GW de nueva capacidad renovable durante el período 2022-2024, hasta alcanzar los 67 GW de capacidad renovable consolidada en 2024
	21,3 $MtCO_{2eq}$ al 2024	**100% de las emisiones** de Alcance 3 relacionadas con las ventas de gas natural en el mercado final	1,5 °C[2]	• Promover el cambio de clientes de gas a electricidad (especialmente los clientes residenciales) • Optimizar la cartera de gas de los clientes (especialmente los industriales)
	≤130 gCO_{2eq}/kWh al 2024	**100% de las emisiones** de Alcance 1 y Alcance 3 relacionadas con la venta de electricidad en el mercado final	1,5 °C[2]	• Aumentar la cuota de energía renovable vendida a los clientes incrementando la producción renovable del Grupo
A medio plazo (2030)	82 gCO_{2eq}/kWh al 2030 (Reducción del 80% respecto al año base 2017)	**100% de las emisiones** GEI Alcance 1[1]	1,5 °C, certificado SBTi	• Salida de la generación de carbón (eliminación de 16 GW de capacidad de carbón) • Invertir 65.000 millones de euros para acelerar el desarrollo de las energías renovables mediante la instalación de 75 GW de capacidad renovable durante el período 2021-2030, hasta alcanzar 120 GW de capacidad renovable consolidada en 2030 (3 veces la capacidad renovable instalada en el año base 2017)
	11,4 $MtCO_{2eq}$ al 2030 (Reducción del 55% respecto al año base 2017)	**100% de las emisiones** de Alcance 3 relacionadas con las ventas de gas natural en el mercado final	1,5 °C[3]	• Objetivo anterior actualizado, que corresponde a una reducción del 46% respecto al objetivo anterior de 2030 • Promover el cambio de clientes de gas a electricidad (especialmente los clientes residenciales) • Optimización de la cartera de gas de los clientes (especialmente los industriales)
	≤73 gCO_{2eq}/kWh al 2030 (Reducción del 80% respecto al año base 2017)	**100% de las emisiones** de Alcance 1 y Alcance 3 relacionadas con la venta de electricidad en el mercado final	1,5 °C[3]	• Aumentar la cuota de energía renovable vendida a los clientes incrementando la producción renovable del Grupo

	Objetivo de GEI	Ámbito	Escenario climático	Principales impulsores y acciones para alcanzar el objetivo
A largo plazo (2040)[4]	~0 gCO_{2eq}/kWh antes de 2040	**100%** **de las emisiones** GEI Alcance 1[1]	1,5 °C[3]	• Eliminación progresiva de la capacidad térmica y consecución de un mix energético 100% renovable • No se utilizan tecnologías de eliminación de carbono
	~0 $MtCO_{2eq}$ antes de 2040	**100%** **de las emisiones** de Alcance 3 relacionadas con las ventas de gas natural en el mercado final	1,5 °C[3]	• Salir del negocio de la venta de gas a los clientes finales promoviendo la electrificación del consumo • No se utilizan tecnologías de eliminación de carbono
	~0 gCO_{2eq}/kWh antes de 2040	**100%** **de las emisiones** de GEI Alcance 1 y Alcance 3 relacionadas con la venta de electricidad en el mercado final	1,5 °C[3]	• El objetivo es lograr una venta de electricidad 100% renovable a los clientes finales en 2040 • No se utilizan tecnologías de eliminación de carbono
	Cero emisiones netas en 2040	**Todas** **las emisiones restantes** (Alcance 1+2+3)	1,5 °C[3]	• Posible uso de tecnologías de eliminación de carbono

(1) Aunque Enel supervisa constantemente las emisiones de Alcance 2 y se esfuerza activamente por reducirlas, el Grupo no ha establecido un objetivo de reducción específico, ya que representaron menos del 4% del total de las emisiones de Alcance 1 y Alcance 2 en 2017 (año base del objetivo certificado por SBTi). Por lo tanto, se consideran marginales y entran en los criterios de exclusión según la metodología de la SBTi, que establece un margen del 5% sobre el total de las emisiones de Alcance 1 y Alcance 2.
(2) El objetivo no pudo ser validado oficialmente por la SBTi porque "los objetivos deben abarcar un mínimo de 5 años y un máximo de 15 años a partir de la fecha en que el objetivo se presenta a la SBTi para su validación oficial". Sin embargo, cumplen la senda de 1,5 °C establecida por la SBTi para el sector de los servicios eléctricos (enfoque de descarbonización sectorial, SDA).
(3) Se espera que SBTi solicite la certificación del objetivo en junio de 2022 y, en cualquier caso, en función del calendario acordado por SBTi.
(4) En cumplimiento del compromiso de cero emisiones netas del Grupo, que incluye tanto las emisiones directas como las indirectas, también se considerarán los objetivos oportunos sobre los componentes adicionales de las emisiones de Alcance 2 y 3 en línea con el "Estándar Net Zero" que SBTi publicó en octubre de 2021.

La estrategia del Grupo Enel en relación con el escenario "Net Zero" de la IEA

El escenario "Net Zero" de la Agencia Internacional de la Energía (IEA NZE, por sus siglas en inglés) esboza una de las posibles vías para alcanzar las cero emisiones netas globales en 2050. Es el más ambicioso de los escenarios de la agencia, desarrollado con el objetivo de lograr una reducción de las emisiones del sistema energético en consonancia con el objetivo de limitar el aumento medio de las temperaturas globales a menos de +1,5 °C. En comparación con los otros escenarios de la IEA, existe una brecha en la reducción de emisiones que debe cerrarse mediante una fuerte aceleración en términos de política, tasas de electrificación y desarrollo de la capacidad renovable. Este escenario, como todos los de la IEA, se basa en los procesos industriales y patrones de consumo conocidos y en las tecnologías existentes, pero no incluye las disrupciones tecnológicas que puedan surgir en los próximos años.

El escenario NZE de la IEA es especialmente útil para que los operadores de las empresas evalúen la sostenibilidad de sus estrategias con respecto a un escenario "Net Zero" para antes del 2050. En particular, la hoja de ruta para la reducción a cero de las emisiones de gases de efecto invernadero que se describe en este escenario proporciona señales útiles a nivel mundial y regional con respecto a la evolución de la penetración de las tecnologías que se consideran necesarias para alcanzar el objetivo. Sin embargo, no siempre se dispone de detalles a nivel local para comprobar los supuestos e hipótesis empresariales de mayor granularidad.

En cuanto a la estrategia de Enel, los principales puntos a destacar están relacionados con:

- salir de la generación con gas en 2040, con una hoja de ruta que no contempla el uso de tecnologías de captura de CO_2 o soluciones no compatibles con el posicionamiento estratégico y tecnológico del Grupo. Por tanto, esto prefigura un objetivo cero, no "neto", de emisiones directas, caracterizado por la generación de electricidad totalmente renovable;
- las perspectivas de electrificación del consumo final, que según la hoja de ruta de la IEA NZE incluyen hitos que dejarían espacio para nuevas oportunidades de negocio debido, en particular, a los sectores del transporte (por ejemplo, el 60% de las ventas mundiales de coches serán eléctricas; no habrá nuevas matriculaciones de coches de combustión interna a partir de 2035; etc.) y calefacción/refrigeración.

El Plan de Sostenibilidad

La centralidad de las personas es uno de los pilares de la estrategia sostenible de Enel.

El Grupo se compromete a ofrecer las mejores condiciones y oportunidades a las personas que trabajan en la empresa, con el objetivo de afrontar los retos de la transición energética, en línea con el compromiso promovido por Naciones Unidas sobre "Transición Justa" y firmado en 2019. Los programas de perfeccionamiento y recualificación y la formación específica en competencias digitales van acompañados de planes de acción dedicados al desarrollo de los empleados y a la mejora de la diversidad, con el fin de crear un entorno de trabajo más inclusivo a través de objetivos específicos, incluyendo la escucha de los empleados y la evaluación del rendimiento. En este contexto, el Grupo ha incrementado, respecto al año anterior, sus objetivos de porcentaje de mujeres directivas y mandos intermedios, para alcanzar el 26,8% y el 33,4% en 2024.

Al mismo tiempo, uno de los pilares de la estrategia sostenible se basa en la importancia de la relación con las comunidades locales en las que opera el Grupo, comprometiéndose a conseguirlo en el período 2015-2030: 5 millones de beneficiarios de una educación de calidad (ODS 4); 20 millones de beneficiarios en términos de energía limpia y asequible (ODS 7); 8 millones de beneficiarios en términos de trabajo decente y crecimiento económico duradero, inclusivo y sostenible (ODS 8).

En apoyo de la estrategia de sostenibilidad del Grupo, la atención a la salud y la seguridad en toda la cadena de valor sigue siendo fundamental, lo que es posible gracias a un control constante y creciente. El Grupo se compromete a promover aspectos de sostenibilidad y calidad en sus relaciones con los proveedores a lo largo de toda la cadena de suministro; también es fundamental la gestión medioambiental orientada a reducir las emisiones, el consumo de agua y los recursos naturales y a preservar la biodiversidad; una sólida estructura de gobernanza sigue representando uno de los fundamentos de la estrategia del Grupo.

Por último, la transición energética no puede prescindir de elementos facilitadores como la seguridad digital y cibernética, a través de los cuales el Grupo se compromete a difundir las soluciones más avanzadas y las acciones de verificación (hacking ético, evaluación de vulnerabilidad y ejercicios cibernéticos con plantas y sitios industriales).

La adopción de un modelo empresarial totalmente sostenible requiere un replanteamiento completo también en términos de circularidad. La economía circular es crucial por dos razones en particular: por un lado, es una palanca indispensable para alcanzar los objetivos de descarboni-

zación actuando a lo largo de toda la cadena de valor[5], además de contribuir positivamente a resolver una serie de retos medioambientales adicionales en términos de consumo de suelo, consumo de agua, generación de residuos, etc.; por otro lado, la adopción a gran escala de tecnologías como la fotovoltaica, las baterías y la e-movilidad requiere un enfoque circular inmediato de las materias primas, y de los materiales críticos en particular, a lo largo de toda la cadena de valor.

Teniendo esto en cuenta, Enel ha incluido desde hace varios años la economía circular entre sus impulsores estratégicos a través de:

- el aumento del compromiso con los proveedores para medir la circularidad de lo que compra (por ejemplo, el proyecto EPD que ahora cubre las categorías estratégicas del Grupo y representa alrededor del 55% de los productos comprados a nivel mundial), la implementación de un sistema de seguimiento de las materias primas adquiridas, y la co-innovación con los proveedores, buscando también soluciones de bucle cerrado con ellos mediante el desarrollo de proyectos *ad hoc*;
- en cuanto a los activos, centrándose en nuevos modelos de uso y en la ampliación de la vida útil de los activos en funcionamiento y reforzando su enfoque mediante proyectos de refacturación y reciclaje de los activos que llegan al final de su vida útil;
- en cuanto a los clientes, por un lado aumentando la circularidad de las soluciones ofrecidas por Enel X para los clientes finales y por otro lado apoyando a los clientes en términos de medición y mejora de su circularidad a través de actividades de información y consultoría.

Esta transición requiere no solo un cambio en términos de tecnologías y modelos de negocio, sino también en términos de la forma en que la cadena de valor interactúa y cómo funciona el modelo económico más amplio, y para ello, Enel está trabajando con instituciones, empresas y partes interesadas en todos los países en los que opera. Todo ello supondrá también una importante transformación en términos de competencias profesionales, por lo que estamos apostando por la formación y por nuevas formas de colaboración entre las distintas áreas del Grupo. En los últimos años también ha crecido el interés del sector financiero por este tema, y Enel lleva tiempo integrando sus actividades con una visión financiera para garantizar que las nuevas iniciativas se diseñen desde el principio para ser económicamente competitivas (y, por tanto, escalables) y para contribuir en términos de rentabilidad y reducción de riesgos a los resultados globales del Grupo.

Plan Industrial 2022-2024

Dentro de las ambiciones más amplias expresadas para el posicionamiento del Grupo hasta 2030, el Plan Industrial 2022-2024 se sitúa idealmente en el inicio de una senda de crecimiento que abarca la década.

En los próximos tres años, el Grupo se posicionará en el marco de los objetivos fijados para 2030. En particular, las estrategias a medio y largo plazo están plenamente alineadas con las siguientes acciones estratégicas.

I. *Asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado*

El Grupo espera invertir directamente un total de aproximadamente 45.000 millones de euros en el período 2022-2024, lo que representa un aumento del 12% con respecto al Plan anterior, al tiempo que movilizará unos 8.000 millones de euros adicionales procedentes de terceros en el marco del modelo de negocio de Stewardship.

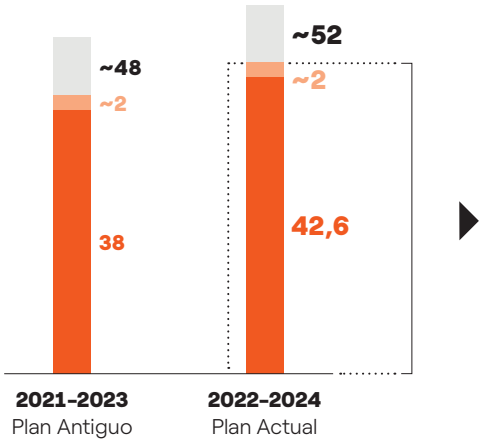
Durante el período 2022-2024, el Grupo tiene previsto invertir alrededor de 43.000 millones de euros a través del modelo de negocio Ownership, con una alineación del 94% con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas ("ODS"), en particular se dirigirán a la consecución de los objetivos establecidos en el ODS 7 ("Energía asequible y no contaminante"), el ODS 9 ("Industria, innovación e infraestructuras") y el ODS 11 ("Ciudades y comunidades sostenibles"), todo lo cual contribuirá a la lucha contra el cambio climático (ODS 13 - "Acción por el clima").

La alineación de las inversiones previstas en el Plan Estratégico del Grupo con los objetivos de descarbonización y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se define sobre la base de una metodología específica a través de la cual las inversiones en energías renovables y en la venta minorista de energía están por naturaleza relacionadas con el ODS 7, las inversiones en la red de distribución están relacionadas con el ODS 9 y las inversiones en Enel X están relacionadas con el ODS 11. El 94% mencionado excluye, por tanto, las inversiones en generación convencional y en venta de gas.

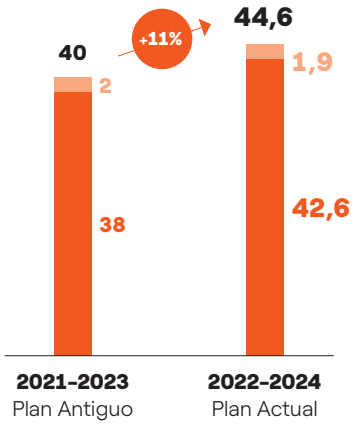
Además, se estima que estas inversiones se ajustarán a los criterios de la taxonomía de la UE en una proporción de entre el 80% y el 90%, dada la importante contribución a la mitigación del cambio climático.

(5) En la actualidad, se calcula que cerca del 45% de las emisiones del planeta están asociadas a la minería y la producción de materiales, la fabricación, el desmantelamiento, etc.

Inversiones totales[(1)]
(miles de millones de euros)



Capex Enel
(miles de millones de euros)



~94%
alineados con los ODS[(2)]

>85%
alineados con la taxonomía EU[(2)]

Ownership Stewardship Terceras partes

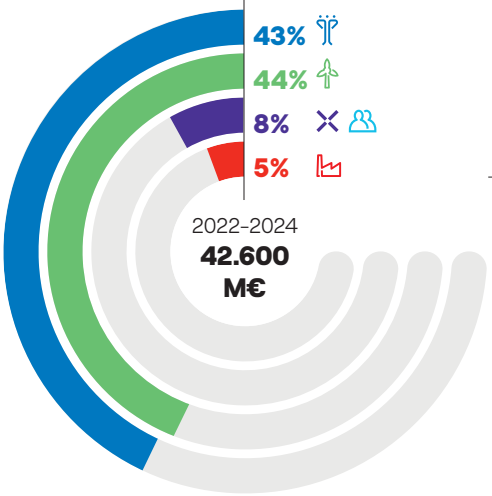
(1) El Plan Antiguo 2021-2030 incluye Capex consolidadas en Stewardship de Enel X.
(2) Se refiere únicamente a las inversiones relacionadas con el modelo de Ownership.

Durante el mismo período, el Grupo también espera invertir alrededor de 2.000 millones de euros (de los cuales el 27% en renovables, el 17% en la red de distribución y el 56% restante para permitir la electrificación de los cliente) en el modelo de negocio de Stewardship mediante aportaciones de capital y adquisiciones de participaciones minoritarias, al tiempo que movilizará otros 8.000 millones de euros aproximadamente en inversiones de terceros. Las inversiones en generación convencional dismuirán gradualmente durante el período del plan.

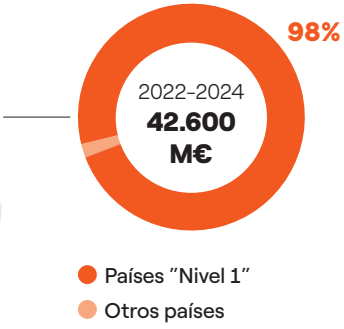
Del total de las inversiones del Grupo bajo los modelos de Ownership y Stewardship para 2022-2024:

- se espera que unos 19.000 millones de euros se destinen a las Renovables, sobre todo en los países donde el Grupo se beneficia de un negocio integrado con los clientes finales. Se espera que la capacidad renovable total del Grupo aumente a 77 GW desde los 53 GW instalados a finales de 2021. Como resultado, se estima que la generación de cero emisiones alcanzará el 77% en 2024 y se espera que las emisiones de CO_2 por kWh se reduzcan en más de un 35% durante el mismo período en comparación con 2021, lo que permitirá al Grupo alcanzar sus objetivos "Net Zero" en el plazo previsto;
- se espera que se destinen aproximadamente 18.000 millones de euros al negocio de Infraestructuras y Redes, un 12% más que en el Plan anterior, como resultado del aumento de las inversiones en Europa, que también se espera que aprovechen las oportunidades creadas por los Planes Nacionales de Recuperación y Resiliencia lanzados en la UE. Gracias a estas inversiones, cuyo objetivo es seguir mejorando los niveles de calidad y resistencia de la red, se estima que la RAB del Grupo alcanzará los 49.000 millones de euros, lo que supone un aumento de casi el 14% con respecto a 2021.

Capex brutas



Capex destinadas a países "Nivel 1"



Países "Nivel 1"
Otros países

II. *Permitir la electrificación de la demanda energética de los clientes*

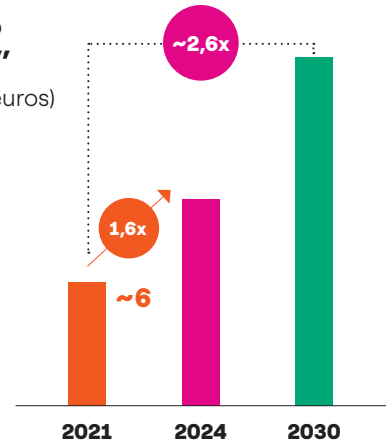
Gracias al nuevo modelo del Grupo centrado en el cliente, se espera que el margen integrado crezca 1,6 veces en 2024 respecto a 2021. En los próximos tres años, se espera que los ingresos de los clientes crezcan un 26% y las ventas de electricidad un 25%. Esto irá acompañado de una disminución de alrededor del 15% en el coste global de la energía vendida en comparación con 2021, que también es el resultado de una reducción de alrededor del 23% en el coste medio de producción.

III. *Apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor*

La gestión activa de activos servirá para completar el proceso de simplificación del Grupo Enel y liberar recursos que se utilizarán para aprovechar nuevas oportunidades de crecimiento. Se espera que estas acciones produzcan un aumento de beneficios de 300 millones de euros cuando se apliquen en su totalidad.

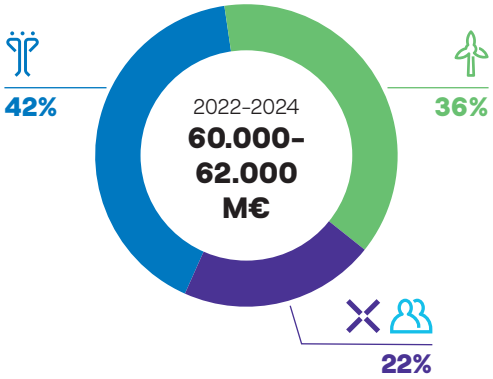
Margen integrado en países "Nivel 1"

(miles de millones de euros)



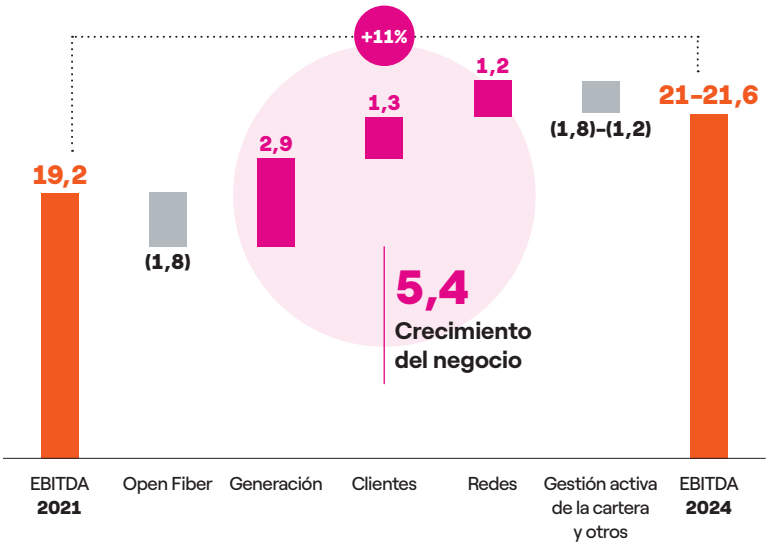
A nivel de Grupo, se espera que el EBITDA ordinario crezca un 11%, pasando de 19.200 millones de euros en 2021 a entre 21.000 y 21.600 millones de euros en 2024.

EBITDA acumulado por GBL



Evolución EBITDA en el período 2021-2024

(miles de millones de euros)



Se espera que los siguientes factores contribuyan al crecimiento del EBITDA ordinario del Grupo:

- el crecimiento de las Renovables es el principal motor del período, con una contribución prevista de aproximadamente 2.000 millones de euros, de una contribución total del negocio de generación de 2.900 millones de euros; se espera que la evolución de la cartera de generación se traduzca en un crecimiento del 45% del EBITDA de Enel Green Power[6] durante el período del Plan, concretamente de 6.000 millones de euros en 2021 a 8.700 millones de euros en 2024;
- se espera que el EBITDA del negocio de Clientes crezca aproximadamente un 40% durante el período del Plan, alcanzando los 4.900 millones de euros en 2024 desde los 3.400 millones de euros en 2021. Este crecimiento está impulsado por las iniciativas del Grupo para una estrategia integrada de capacidad comercial y de generación, la contribución de los volúmenes de electricidad en el mercado libre y las necesidades incrementales de servicios adicionales;
- se espera que el EBITDA del negocio de Infraestructuras y Redes aumente un 16%, hasta los 8.700 millones de

(6) Incluyendo las actividades de generación convencional.

euros en 2024, frente a los 7.700 millones de 2021. Los principales motores de crecimiento son el aumento de la RAB, impulsado por el incremento de las inversiones, los programas de eficiencia, los aumentos de tarifas por indexación a la inflación, especialmente en América Latina, y el aumento de los volúmenes de energía distribuida.

Se espera que el beneficio neto ordinario aumente aproximadamente un 20%, pasando de 5.600 millones de euros en 2021 a entre 6.700 y 6.900 millones de euros en 2024, gracias a la dinámica operativa descrita anteriormente y a la continua optimización de la gestión financiera del Grupo. Esta optimización se logrará principalmente mediante el aumento de las fuentes de financiación sostenibles, que se espera que representen aproximadamente el 65% del total de la deuda bruta en 2024, lo que llevará a un coste de la deuda bruta que se espera que disminuya al 2,9% en 2024, frente al 3,5% en 2021.

Se prevé que el apalancamiento se mantenga estable, con un ratio deuda neta del Grupo/EBITDA de 2,9 veces durante el período del Plan y se espera que la deuda neta del Grupo alcance los 61.000-62.000 millones de euros en 2024, frente a los 52.000 millones de euros de 2021.

La política de dividendos de Enel para el período sigue siendo simple, predecible y atractiva. Se espera que los accionistas reciban un dividendo fijo por acción ("DPS") que se prevé que crezca un 13% de 2021 a 2024, hasta alcanzar los 0,43 euros/acción. Se estima que el crecimiento previsto de los beneficios, sumado a la rentabilidad de los dividendos subyacentes ("rentabilidad de los dividendos"), dará lugar a una rentabilidad total de aproximadamente el 13%.

		2021	2022	2023	2024
Crecimiento de los resultados	**EBITDA ordinario (M€)**	**19.200**	**19.000-19.600**	**20.000-20.600**	**21.000-21.600**
	Beneficio neto ordinario (M€)	**5.600**	**5.600-5.800**	**6.100-6.300**	**6.700-6.900**
Creación de valor	**DPS fijo (€/acción)**	**0,38**	**0,40**	**0,43**	**0,43**
	Dividendo Yield implícito[(1)]	**5,4%**	**5,7%**	**6,1%**	**6,1%**

Rendimiento total

(1) Precio acciones Enel: 7 €/acción.

Escenario de referencia

Entorno macroeconómico

El entorno económico mundial en 2021 se caracterizó por una recuperación económica generalizada, con un crecimiento estimado del PIB mundial de alrededor del 5,8% interanual en 2021, tras una fuerte caída de alrededor del -3,5% en el año anterior. Esta recuperación fue posible sobre todo en los países más desarrollados, gracias al importante apoyo fiscal de los gobiernos y a una vacunación rápida y eficaz que limitó, sobre todo en el segundo semestre, la introducción de importantes restricciones a las actividades y a la movilidad. Sin embargo, la diferente velocidad de la cobertura de vacunación entre los países desarrollados y los países en desarrollo también se reflejó sustancialmente en las tasas de crecimiento del PIB, definiendo una clara heterogeneidad en las tendencias de recuperación de las economías en recuperación.

La reapertura generalizada a principios de 2021 debido a las primeras administraciones de vacunas generó grandes desequilibrios entre la oferta y la demanda a escala mundial, provocando importantes distorsiones en las cadenas de suministro y, en consecuencia, haciendo subir los precios de los productos básicos. Estas presiones inflacionistas también se han trasladado a los precios de los bienes intermedios y de consumo, creando espirales inflacionistas que, acompañadas de graves cuellos de botella debido a las interrupciones logísticas, también se esperan en 2022.

En los países avanzados, el segundo semestre se caracterizó por una inesperada ralentización de la economía debido a factores interrelacionados, como el recrudecimiento de las infecciones por el COVID-19, provocado por la propagación de nuevas variantes en todo el mundo, y los cuellos de botella debidos a las interrupciones logísticas. Con la recuperación de la demanda gracias a la reapertura, las limitaciones de la producción, unidas a los precios de las materias primas, que ya estaban en alza, generaron fuertes presiones inflacionistas, llevando la inflación a niveles récord.

El PIB estadounidense, en aumento del 5,7% interanual en 2021, creció menos de lo previsto a principios de año en el segundo semestre debido a la ralentización general del consumo privado y la producción industrial provocada por varias oleadas de contagios de COVID-19, la reducción de las ayudas fiscales a los particulares propia de los primeros meses de la crisis pandémica, la falta de suministro de materias primas y el fuerte aumento de los precios de la energía. Para 2022, se prevé que la economía se ralentice al desaparecer el apoyo del exceso de ahorro privado, que fue un motor de la recuperación a principios de 2021, así como una política monetaria menos acomodaticia con el anuncio de la Reserva Federal de reducir las compras de valores y de posibles subidas de sus tipos de interés de referencia ya este año. También persisten riesgos importantes relacionados con la situación de la pandemia, las presiones inflacionistas al menos hasta finales de año y la incertidumbre política por las elecciones de mitad de mandato de noviembre de 2022.

En la Eurozona, la economía real repuntó con fuerza tanto en el segundo como en el tercer trimestre de 2021, con un crecimiento anual del PIB del 5,2%. Sin embargo, la recuperación económica se ralentizó en el cuarto trimestre debido a las repentinas subidas de los precios de la energía y a las nuevas oleadas de casos de Omicron, que llevaron a muchos países a reintroducir el cierre de empresas y las restricciones a la movilidad. El aumento de los precios en el sector energético es un factor de riesgo crucial, especialmente para la producción industrial, más sensible que el consumo privado, y por tanto para las perspectivas de crecimiento en 2022. Sin embargo, las presiones inflacionistas derivadas de los elevados precios de la energía y el gas natural tendrán repercusiones heterogéneas en la eurozona, y las inversiones se verán notablemente respaldadas por el plan de recuperación de la UE de próxima generación. Por último, la política monetaria del Banco Central Europeo seguirá siendo acomodaticia en 2022, aunque se ha anunciado que el masivo Programa de Compras de Emergencia (PEPP) se eliminará gradualmente, pero no antes de marzo.

En América Latina, el progreso de las campañas nacionales de vacunación condujo a un drástico descenso de los casos de COVID-19 en la segunda mitad de 2021. La reapertura de las economías nacionales coincidió con un aumento global de los precios de los alimentos y la energía, un contexto de debilidad de las monedas locales y períodos de grave sequía en varias zonas relevantes de la región. Estos fenómenos condujeron a un aumento general de los niveles de precios, con una inflación en muchos casos muy superior a los objetivos de los bancos centrales locales. La economía argentina ha mostrado signos de recuperación, con un incremento del PIB en torno al 9,8% interanual en 2021. Persisten los problemas estructurales, principalmente en lo que respecta a la inflación y las finanzas públicas, pero continúan las negociaciones con el Fondo Monetario Internacional sobre una reestructuración de la deuda para evitar el impago en 2022. En Brasil, la mayoría de los sectores económicos se han recuperado hasta los niveles anteriores a la pandemia, con un crecimiento del PIB estimado en torno al 4,7% interanual en 2021. Los elevados niveles de inflación han conducido a una política monetaria restrictiva, que, combinada con una limitada contribución al crecimiento del proceso de vacunación, proyecta al país hacia un 2022 de estanflación. Otros riesgos a la baja los plantea la incertidumbre política, con

el ex presidente Lula como favorito para las próximas elecciones. La economía chilena está siendo impulsada en 2021 por la recuperación del consumo privado y la inversión, lo que ha llevado a un aumento interanual del 12% del PIB. Los riesgos actuales se derivan principalmente de las incertidumbres que rodean a las decisiones tomadas por el recién elegido candidato de la izquierda, Gabriel Boric, quien, en un contexto de inflación superior al objetivo nacional y de creciente déficit por cuenta corriente, podría llevar a cabo programas demasiado radicales con consecuencias para los activos chilenos, incluida la moneda local, que se vio afectada negativamente a principios de 2022. En Colombia, las presiones monetarias e inflacionistas han provocado un aumento generalizado de los precios, con una inflación anual del 3,5% en 2021. Para 2022, los riesgos a la baja vienen dados por una desaceleración de los precios del petróleo y de la demanda mundial, a pesar de un crecimiento del PIB del 9,6% interanual en 2021. Para la economía peruana, apoyada por las reaperturas y una política monetaria acomodaticia, se estima un crecimiento interanual del PIB del 12,9% en 2021. Para 2022, los riesgos de un crecimiento entre bajo y moderado se deben principalmente a la supresión del actual estímulo fiscal y monetario y a la elevada incertidumbre política, ya que el presidente Castillo ha sobrevivido a un intento de destitución tan solo cuatro meses después de asumir el cargo.

PIB e inflación[(1)]

%	PIB		Inflación		
	2021	2020	2021	2020	2021-2020
Italia	**6,5**	**-9,0**	**2,0**	**-0,1**	**2,1**
España	5,0	-10,8	3,0	-0,3	3,3
Portugal	4,9	-8,4	-	-	-
Grecia	8,8	-8,8	-	-	-
Argentina	9,8	-9,9	48,1	42,0	6,1
Rumanía	6,3	-3,7	4,1	2,6	1,5
Rusia	4,4	-3,0	6,7	3,4	3,3
Brasil	4,7	-4,2	8,3	3,3	5,0
Chile	12,0	-6,0	4,5	3,0	1,5
Colombia	9,6	-6,8	3,5	2,5	1,0
México	5,2	-8,4	5,7	3,4	2,3
Perú	12,9	-11,0	4,0	1,8	2,2
Canadá	4,7	-5,2	3,4	0,8	2,6
Estados Unidos	5,7	-3,4	4,7	1,2	3,5
Sudáfrica	4,7	-6,4	4,5	3,3	1,2
India	-	-	5,1	6,8	-1,7

(1) Las cifras del PIB y la inflación son la mejor estimación disponible en la fecha de publicación y estarán sujetas a revisiones por parte de las oficinas nacionales de estadística en los próximos meses.
Fuente: Institutos Nacionales de Estadística y Enel sobre datos ISTAT, INE, EUROSTAT, IMF, OECD, Global Insight.

Tipos de cambio

	2021	2020	2021-2020
Euro/Dólar estadounidense	1,18	1,14	3,39%
Euro/Libra esterlina	0,86	0,89	-3,49%
Euro/Franco suizo	1,08	1,07	0,93%
Dólar estadounidense/Yen japonés	110	107	2,80%
Dólar estadounidense/Dólar canadiense	1,25	1,34	-7,20%
Dólar estadounidense/Dólar australiano	1,33	1,45	-9,02%
Dólar estadounidense/Rublo ruso	73,71	72,29	1,93%
Dólar estadounidense/Peso argentino	95,16	70,68	25,73%
Dólar estadounidense/Real brasileño	5,40	5,16	4,44%
Dólar estadounidense/Peso chileno	760,72	791,61	-4,06%
Dólar estadounidense/Peso colombiano	3.747,97	3.692,87	1,47%
Dólar estadounidense/Sol peruano	3,88	3,50	9,79%
Dólar estadounidense/Peso mexicano	20,29	21,48	-5,86%
Dólar estadounidense/Lira turca	8,90	7,02	21,12%
Dólar estadounidense/Rupia india	73,93	74,08	-0,20%
Dólar estadounidense/Rand sudafricano	14,79	16,46	-11,29%

El sector energético

El contexto energético – *Commodities* en 2021

Durante 2021, el mercado del petróleo experimentó un notable aumento de sus índices, debido al optimismo sobre la recuperación de la actividad económica, unido a las medidas de precaución de la OPEP+ sobre los recortes de producción, que provocaron tensiones en los índices de precios en el segundo y tercer trimestre. Tras alcanzar un máximo en octubre, en parte como consecuencia de la publicación de nuevas variantes de COVID-19, los precios comenzaron a estabilizarse, estableciéndose por debajo de los 75 $/barril en diciembre.

Durante 2021, el mercado europeo del gas experimentó una gran volatilidad, impulsada tanto por factores de oferta como de demanda. En la primera mitad del año, las temperaturas inferiores a la media y una temporada de calefacción que se prolongó hasta mayo provocaron un progresivo agotamiento de las existencias de gas en Europa, lo que se tradujo en un aumento de la demanda durante los meses de verano.
Sin embargo, por el lado de la oferta, las exportaciones de GNL de Estados Unidos se dirigieron al mercado asiático, lo que agravó la escasez de las *commodities*.

La subida de los precios del gas, combinada con la fuerte demanda china, provocó a su vez un aumento de los precios del carbón, que alcanzaron un máximo de 231 $/t en octubre, para volver a caer por debajo de los 150 $/t en noviembre, tras la reapertura de algunos yacimientos en China, lo que provocó una relajación de la tensión en la oferta.

		2021	2020	2021-2020
Brent	$/bbl	71	43	65,1%
API2	$/t	120	50	-
TTF	€/MWh	46	9	-
CO_2	€/t	53	25	-
Cobre	$/t	9.310	6.177	50,7%
Aluminio	$/t	2.472	1.704	45,1%
Níquel	$/t	18.461	13.787	33,9%

Los precios del régimen de comercio de derechos de emisión de CO_2 también subieron tras el fuerte compromiso expresado por las autoridades europeas, que culminó con la aprobación en julio del paquete "Fit for 55", que expresa la voluntad de reducir las emisiones de CO_2 en al menos un 55% para 2030. Las expectativas de subida de precios, unidas a las tensiones en el mercado del gas y al aumento de las posiciones especulativas en este mercado, provocaron una subida del precio de *commodities*, que se situó por encima de los 80 €/t a finales de diciembre.

Al igual que ocurrió con las materias primas energéticas, 2021 fue un año muy volátil, caracterizado por fuertes subidas también para los precios de los principales metales industriales. La recuperación de la actividad económica tras COVID-19, por un lado, y el lanzamiento de planes de inversión y recuperación mundiales centrados en la transición energética, por otro, impulsaron la demanda de metales.
Al mismo tiempo, la oferta, intrínsecamente inelástica y lastrada por problemas críticos de disponibilidad y cuellos de botella logísticos y de transporte, no ha podido seguir el ritmo de crecimiento de la demanda, generando escasez en el mercado y provocando una fuerte subida de precios.

En cuanto al cobre y el aluminio, tras los máximos alcanzados durante el año (más de 10.000 $/t en mayo para el cobre y alrededor de 3.000 $/t en octubre para el aluminio), los precios parecen haberse estabilizado durante el último trimestre, aunque en niveles elevados, con unos fundamentos de mercado menos tensos también en el horizonte.

Del mismo modo, en el caso del acero, tras los máximos registrados en el tercer trimestre de 2021, se ha producido un descenso de la demanda debido tanto a la ralentización de la economía china como a las limitaciones medioambientales y energéticas que han frenado la producción en las fundiciones de Extremo Oriente. Todo ello permitió que los precios se estabilizaran sustancialmente en los últimos meses del año.

Por último, en lo que respecta a los metales para baterías, en particular el níquel, el litio y el cobalto, los precios siguieron subiendo a lo largo del año, impulsados por la solidez de los fundamentos del mercado y, en particular, por la demanda de los sectores de los vehículos eléctricos y la energía en general, que no se ralentizó.

Consulte el capítulo "Lucha contra el cambio climático y sostenibilidad medioambiental" para profundizar en la gestión circular de las materias primas relacionadas con la transición energética.

Mercados de electricidad y gas natural

Demanda de electricidad

Evolución de la demanda de electricidad[1]

TWh

	2021	2020	2021-2020
Italia	**319,3**	**302,8**	**5,4%**
España[2]	256,4	250,1	2,5%
Rumanía	62,2	59,3	4,9%
Rusia[3]	820,1	778,6	5,3%
Argentina	138,7	131,7	5,3%
Brasil	609,0	586,6	3,8%
Chile	81,5	77,7	4,9%
Colombia	74,1	70,4	5,3%

(1) Antes de las pérdidas en la red.
(2) Cifra nacional.
(3) Europa/Urales.
Fuente: Elaboraciones de Enel con datos de TSO. Los valores son la mejor estimación disponible en la fecha de publicación y pueden ser objeto de revisión por parte de los TSO en los próximos meses.

El año 2021 se caracterizó por una recuperación generalizada del consumo de electricidad, que volvió a los niveles anteriores a la pandemia en la mayoría de los países.
En Italia, la demanda de electricidad creció un 5,4%, gracias a la reapertura gradual de varios sectores de la economía. España también se recupera, registrando un +2,5% respecto a 2020, aunque todavía está por debajo de los niveles pre-pandémicos (-2,9% vs 2019). Esta diferencia se debe a la menor recuperación de la actividad económica normal, que pesó sobre la demanda del sector terciario, unida a unas temperaturas estivales inferiores a la media estacional.

Sin embargo, los elevados precios de la electricidad registrados en Europa en el cuarto trimestre han repercutido en el consumo industrial, y también se espera una destrucción de la demanda en el primer trimestre de 2022, dada la actual tensión en los mercados europeos.
El consumo también aumentó en Rusia y Rumanía, un 5,3% y un 4,9% respectivamente.
Se registraron tendencias similares en América Latina, donde la demanda de electricidad creció una media del 4,8%. Se registró un crecimiento especialmente fuerte en Argentina (+5,3%), Colombia (+5,3%) y Chile (+4,9%); en este último país, la demanda también había crecido en 2020, aunque muy ligeramente (+0,8%).

Los precios de la electricidad

Precios de la electricidad

	Precio medio de la carga base 2021 (€/MWh)	Cambio en el precio medio de la carga base 2021-2020	Precio medio de la carga máxima en 2021 (€/MWh)	Variación del precio medio de la carga máxima 2021-2020
Italia	**125,0**	**86,1**	**139,8**	**95,2**
España	111,5	77,5	120,8	84,8

En comparación con 2020, los precios de la electricidad en Italia y España aumentaron considerablemente, debido a la dinámica alcista registrada en 2021 en los mercados de *commodities*.

En particular, el fuerte aumento del precio del gas, junto con una menor producción de fuentes renovables y un cierto mantenimiento de las centrales nucleares en Europa, han hecho que los precios de la electricidad en Italia y España au-

menten más de un 220% respecto a 2020, alcanzando máximos históricos reales durante el cuarto trimestre de 2021. Se espera que la presión sobre los precios de la electricidad experimentada a finales de 2021 continúe en 2022.

A continuación se presenta un cuadro que resume los precios del mercado final para los principales segmentos de consumo.

Evolución de los precios en los principales mercados

Céntimos de euro/kWh

	2021	2020	2021-2020
Mercado final (residencial)[1]			
Italia	0,1432	0,1357	5,5%
Rumanía	0,1115	0,1043	6,9%
España	0,1358	0,1219	11,4%
Mercado final (industrial)[2]			
Italia	0,0939	0,0867	8,3%
Rumanía	0,0824	0,0869	-5,2%
España	0,0931	0,0834	11,6%

(1) Precio anual después de impuestos – consumo anual entre 2.500 kWh y 5.000 kWh.
(2) Precio anual después de impuestos – consumo anual entre 70.000 MWh y 150.000 MWh.
Fuente: Eurostat.

Mercados de gas natural

Demanda de gas natural

Miles de millones de m^3

	2021	2020	2021-2020	
Italia	**75,0**	**70,0**	**5,0**	**7,1%**
España	32,5	31,0	1,5	4,8%

La recuperación de varios sectores de la economía, combinada con un invierno especialmente largo y duro en el hemisferio norte, impulsó la demanda mundial de gas en 2021.

En Italia y España, la demanda creció un 7,1% y un 4,8% respectivamente.

Demanda de gas natural en Italia

Miles de millones de m^3

	2021	2020	2021-2020	
Redes de distribución	33,4	31,0	2,4	7,7%
Industria	14,0	13,0	1,0	7,7%
Termoeléctrica	25,9	25,0	0,9	3,6%
Otros[1]	1,7	1,0	0,7	70,0%
Total	**75,0**	**70,0**	**5,0**	**7,1%**

(1) Incluye otros consumos y pérdidas.
Fuente: Elaboraciones de Enel sobre datos del Ministerio de Desarrollo Económico y de Snam Rete Gas.

En Italia, el aumento de la demanda con respecto a 2020 fue del 7,1%, especialmente fuerte en las redes de distribución (+7,7%) e industrial (+7,7%), debido a la mayor demanda de gas para calefacción y producción industrial; menos marcada, pero aún significativa, fue la recuperación del sector termoeléctrico (+3,6%).

Cambio climático y escenarios a largo plazo

Enel promueve la transparencia en sus divulgaciones relacionadas con el cambio climático y trabaja para mostrar a sus partes interesadas que está abordando el cambio climático de manera diligente y decidida. Enel se ha comprometido públicamente a adoptar las recomendaciones del Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima (TCFD, por sus siglas en inglés o Task Force on Climate-related Financial Disclosures) del Consejo de Estabilidad Financiera y a seguir todas las actualizaciones publicadas. El Grupo también está integrando las "Directrices sobre la comunicación de información relacionada con el clima" publicadas por la Comisión Europea en junio de 2019, que, junto con el TCFD y la norma GRI, constituyen el principal marco relativo a la divulgación de cuestiones relacionadas con el cambio climático por parte del Grupo durante 2021. En cuanto al análisis de escenarios, Enel ha participado en un grupo de trabajo para desarrollar recomendaciones específicas que apoyen la aplicación de las directrices del TCFD en este ámbito. El Consejo Asesor del TCFD trabajó en escenarios en 2020 y desde entonces Enel ha participado en varias iniciativas relativas al análisis de escenarios, compartiendo su experiencia para apoyar una implementación cada vez más extendida y transparente de dichas prácticas en un número creciente de empresas.

Análisis de escenarios

La evaluación del contexto externo y su evolución es una parte fundamental en la que se basa la definición de la estrategia de Enel: en un mundo complejo y en condiciones de incertidumbre sobre el futuro, la definición de una estrategia sólida y resistente es de crucial importancia para alimentar la creación de valor para todas las partes interesadas. El proceso de planificación estratégica de Enel parte, por tanto, del análisis de la evolución del entorno exterior, con especial referencia al cambio climático y al proceso de transición energética. Para ello, el Grupo adopta un enfoque estructurado de análisis de escenarios, con el objetivo de maximizar las oportunidades y mitigar los riesgos.

La planificación de escenarios se basa en la definición de "futuros alternativos", definidos por una serie de variables clave de incertidumbre, como la consecución de los objetivos del Acuerdo de París o el desarrollo tecnológico. En comparación con un enfoque de previsión, los escenarios ofrecen más flexibilidad y permiten prepararse para los riesgos y las oportunidades. De hecho, el enfoque de previsión incluye proyecciones basadas en tendencias pasadas, que por tanto no anticipan cambios significativos, riesgos o incertidumbres.

En Enel, los escenarios se utilizan en los procesos de planificación, asignación de capital, posicionamiento estratégico y evaluación de riesgos y resistencia de la estrategia. El desarrollo de escenarios ayuda a las empresas a tomar decisiones estratégicas en condiciones complejas e inciertas mediante la exploración de futuros plausibles alternativos, lo que les permite diseñar diferentes caminos, plazos y opciones de mitigación, y realizar análisis clave basados en el riesgo para desafiar el pensamiento estratégico.

Durante el año 2021, la definición del marco hipotético fue objeto de una línea de trabajo específica para apoyar la toma de decisiones ("diálogo estratégico"). El tema se analizó en talleres dedicados a la alta dirección, que se centraron en la identificación de las tendencias clave, las perturbaciones, las incertidumbres futuras y las posibles narrativas de los escenarios.
Como parte del proceso de definición de los escenarios a largo plazo de Enel, se analizaron en profundidad las tendencias a medio y largo plazo identificadas y los resultados del análisis se incorporaron a un documento de síntesis de la visión industrial para uso interno ("Industry View"). Este documento, elaborado para apoyar la toma de decisiones, ofrece una visión general de las fuerzas estructurales, las macrotendencias, las posibles perturbaciones y las tecnologías que afectan al desarrollo de la industria y la economía, y describe sus posibles repercusiones en las empresas. Por lo tanto, representa una base de referencia para la definición de acciones destinadas a orientar, prevenir y adaptarse a los cambios y evoluciones de los negocios de referencia, así como a aprovechar las oportunidades asociadas a ellos, desarrollando también una conciencia de los riesgos relacionados.

Fuerzas estructurales

3 factores estructurales a macro nivel

- Personas
- Planeta
- Prosperidad

Tendencias emergentes y disrupción

10 elementos clave

que delinean el futuro a largo plazo de nuestro sector. Pueden contener aspectos con mayor o menor certeza, pero todos tienen un alto impacto

Narraciones de escenarios

3 narraciones

para captar la evolución de las tendencias y las incertidumbres. Son la base de nuestra planificación a largo plazo y la evaluación de riesgos y oportunidades en escenarios alternativos. Son un punto de partida para el análisis "what-if"

Tecnologías
10 fichas técnicas

Ideas para el futuro
5 apuntes para otros enfoques

También se llevó a cabo el análisis y la evaluación comparativa de los escenarios externos de transición energética, que, junto con el análisis de los informes pertinentes sobre las tendencias macroeconómicas, de las materias primas y del clima, alimentaron la modelización interna para la definición de los supuestos de los escenarios a largo plazo.

Análisis de tendencias y incertidumbres

Análisis de tendencias y disrupciones relevantes que guían los escenarios, aportando una "biblioteca" de tendencias que alimentan el "diálogo estratégico" y la planificación de los escenarios.

Análisis de los escenarios externos y benchmarking

Recogida y análisis de los escenarios disponibles más relevantes, comparando los principales elementos.

Análisis y previsiones macroeconómicas, financieras y climáticas

Procesamiento de datos para la planificación de escenarios basada en modelos internos y el análisis de datos e indicadores de rendimiento de informes relevantes.

Escenarios internos Enel

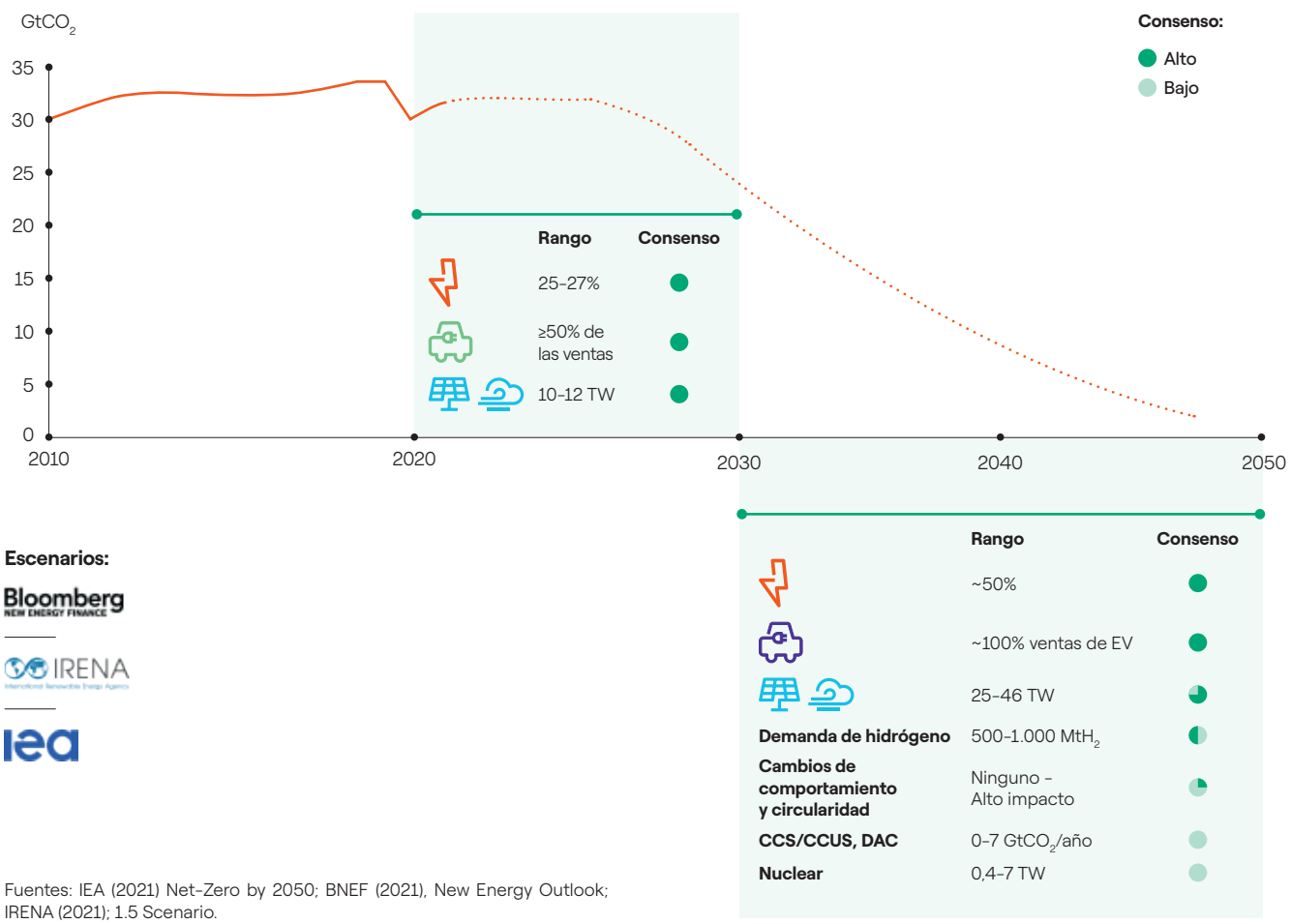
Visión completa sobre las variables macroeconómicas, financieras, energéticas y climáticas.

En este marco, se ha elaborado la narrativa de cada escenario para garantizar la coherencia entre los escenarios de transición energética y los escenarios climáticos, a partir de los cuales se analizan los fenómenos físicos agudos y crónicos.

La evaluación comparativa de los escenarios externos mencionada anteriormente es un punto de partida clave para construir escenarios internos sólidos. Existen muchos escenarios globales de transición energética, publicados por varios proveedores y diseñados para una amplia gama de propósitos, desde la planificación gubernamental hasta el apoyo a la toma de decisiones empresariales. La evaluación comparativa consiste en analizar los escenarios elaborados por organismos y organizaciones externas con el fin de comparar sus resultados en términos de combinación energética, tendencias de las emisiones y opciones tecnológicas, y de identificar los principales motores de la transición energética para cada escenario.

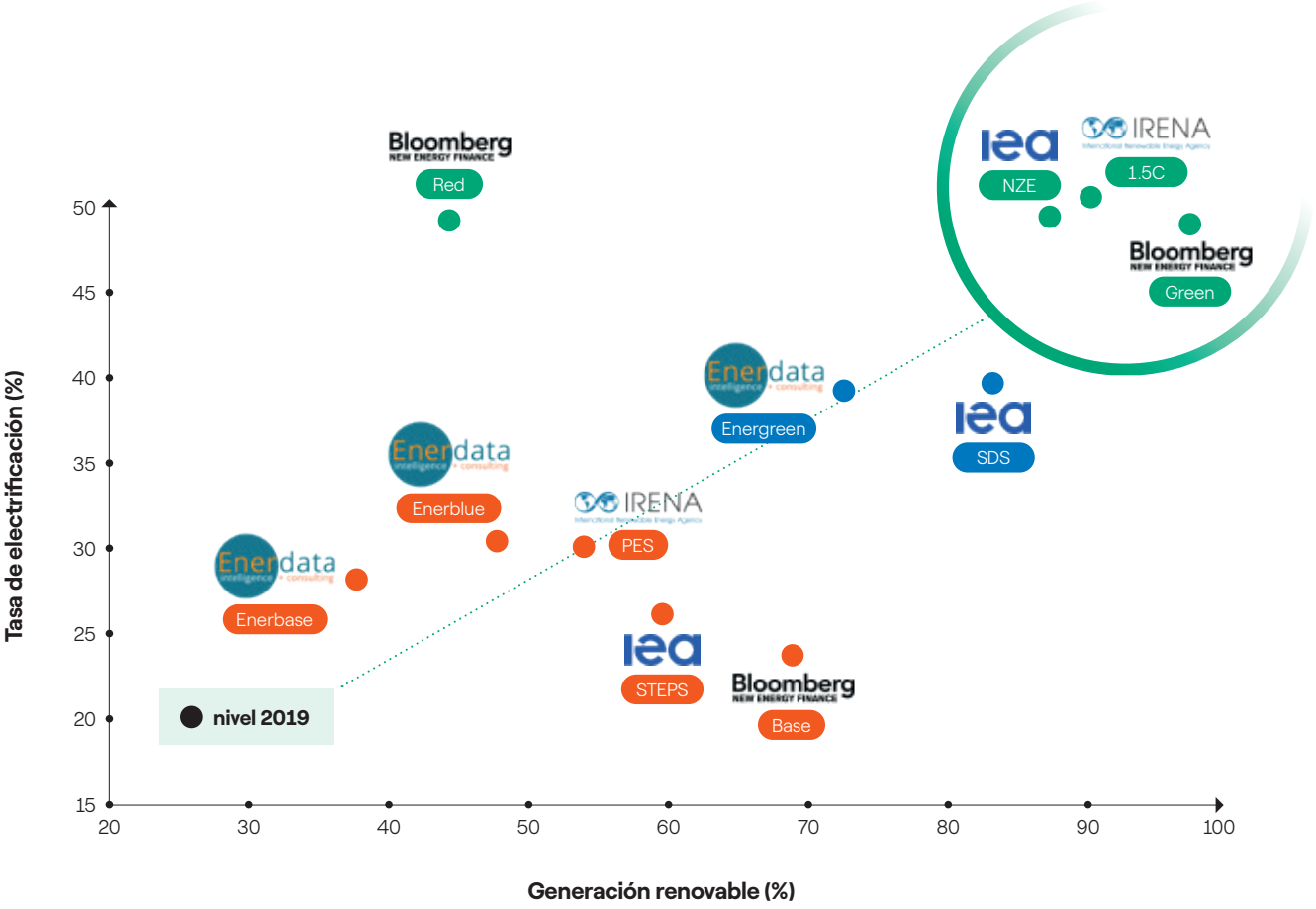
Los escenarios energéticos globales suelen clasificarse en familias de escenarios según el nivel de ambición climática:

- Situación habitual/Políticas actuales: escenarios energéticos basados en la situación habitual/políticas actuales. Proporcionan un punto de referencia bastante conservador para el futuro, que representa la evolución del sistema energético en ausencia de políticas climáticas y energéticas adicionales. Estos escenarios no alcanzan los objetivos del Acuerdo de París.
- Alineados con París: escenarios energéticos alineados con el Acuerdo de París, es decir, que incluyen el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media mundial a "muy por debajo de 2 °C" en comparación con los niveles preindustriales. Para ello, los escenarios de esta categoría contemplan políticas nuevas y más ambiciosas para la electrificación del uso final y el desarrollo de las energías renovables.
- Ambiciosos de París: escenarios energéticos globales que esbozan un camino hacia las emisiones netas de GEI para 2050, en consonancia con el objetivo más ambicioso del Acuerdo de París de estabilizar el aumento medio de la temperatura mundial en 1,5 °C. Todos los escenarios de esta familia coinciden en que los principales impulsores de la transición energética hacia la energía "Net Zero" en 2050 son la electrificación del uso final y el aumento de la generación de electricidad a partir de energías renovables, tanto a medio como a largo plazo. Difieren en cuanto a las soluciones adicionales necesarias a largo plazo para cerrar la brecha hacia las emisiones netas cero, con diferente énfasis en las contribuciones de las diferentes tecnologías y los cambios en el comportamiento de los consumidores.



Fuentes: IEA (2021) Net-Zero by 2050; BNEF (2021), New Energy Outlook; IRENA (2021); 1.5 Scenario.

En general, lo que se desprende del análisis sistemático de los diferentes escenarios es que los más desafiantes desde el punto de vista de la mitigación del cambio climático implican una mayor penetración de la electricidad y la generación renovable.



Aumento de la temperatura

● NZ@2050/~1,5 °C ● ≤ 2 °C ● > 2 °C

Para 2050 | Fuente del gráfico: elaboración interna basada en IEA (2021), World Energy Outlook 2021 | BNEF (2021), New Energy Outlook | IRENA (2020), Global Renewables Outlook | IRENA (2021), World Energy Transition Outlook.

Un escenario climático, varios escenarios de transición energética

Un escenario de transición energética representa una posible evolución de la contribución de las diferentes fuentes de energía en un contexto económico, social, normativo y político específico, y en función de las opciones tecnológicas disponibles. Las hipótesis macroeconómicas y sociales determinan la demanda de servicios, mientras que las limitaciones normativas, políticas y de costes definen la combinación óptima de tecnologías para satisfacer estas demandas. Cada escenario está asociado a una tendencia de emisión de gases de efecto invernadero.

Un determinado resultado de aumento de la temperatura a largo plazo puede estar asociado a diferentes tendencias de emisiones de GEI y, por tanto, a más de un escenario de transición. De hecho, cada escenario energético está asociado, en mayor o menor medida, a una trayectoria climática concreta definida por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) y, en consecuencia, a una serie de aumentos de temperatura, estimados con un cierto

gradode probabilidad en un período de tiempo definido[7]. A su vez, los diferentes aumentos de la temperatura global del planeta de aquí a 2100 (y, por tanto, los diferentes escenarios futuros de calentamiento global) modifican también el patrón de otras variables climáticas (precipitaciones, viento, etc.), provocando variaciones en la intensidad y frecuencia de los fenómenos físicos (olas de calor, lluvias extremas, etc.). Hay que destacar que estos cambios afectan a todo el planeta, pero los fenómenos se manifiestan de forma diferente a nivel regional y local.

Dicho esto, un escenario energético global está alineado con el Acuerdo de París cuando el resultado global, en cuanto a la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero, se asocia a un aumento de la temperatura media global en línea con el objetivo de mantener "el aumento de la temperatura media global muy por debajo de los 2 °C en comparación con los niveles preindustriales" y continuar "la acción para limitar este aumento a 1,5 °C"[8].

Escenarios a largo plazo de Enel

Las cuestiones relativas a la transición industrial y económica hacia soluciones capaces de reducir las concentraciones de CO_2 en la atmósfera son los elementos característicos del "escenario de transición energética", mientras que las cuestiones relacionadas con las tendencias futuras de las variables climáticas (en términos de fenómenos agudos y crónicos) definen el llamado "escenario físico". Los escenarios se construyen con vistas a un marco global que garantice la coherencia entre las hipótesis de transición y las proyecciones climáticas.

	Granularidad y cobertura geográfica extendida	Métricas prospectivas y KPI	Automatización y técnicas analíticas avanzadas	Integración de las interdependencias	Bases de datos abiertas disponibles para las partes interesadas
Macroeconomía y finanzas	**Sobre 150 países monitorizados** para el análisis de *Country Risk* y escenarios macroeconómico-financieros	Control de las expectativas de mercado y **análisis de sensitividad** sobre los nuevos paradigmas sociales y económicos	**Modelos de equilibrio general** y técnicas de **aprendizaje automático** para la gestión de los ***big data***	Inclusión de **efectos sociales-ambientales** en el análisis para cuantificar las repercusiones de las acciones llevadas a cabo (por ejemplo, TSI)	Actualizaciones periódicas en **plataformas interactivas** con optimización mediante **análisis por gráficas**
Energía	**Amplia cobertura** de indicadores de mercado y geográficos y **áreas de presencia**	Control de las tendencias de demanda eléctrica y volatilidad de los precios. Con estudio de los **impactos reguladores y transiciones**	Modelos econométricos y **redes neutrales** para la formulación de previsiones	Análisis de impacto con **variables exógenas** (macroeconómicas y climáticas)	Desarrollo de una **base de datos integrada** y actualizada automáticamente
Clima	Datos de escenario climático disponible con **cobertura global en alta definición**	**Mediciones estándar y/o creadas *ad hoc*** para la valoración de los **fenómenos** de interés **en los escenarios futuros**	**Análisis** y **aprendizaje automático** para la gestión de los ***big data* georreferenciados** en **entornos de nube descargables**	Integración de datos de **exposición** (densidad demográfica, localización/valor de los activos)	**Platforma de intercambio, visualización y descarga** de resultados
Modelos de sistema integrado	Pricipales países de interés para Enel. Desarrollados para gestionar los **modelos de negocio integrado**	Elaboración de escenarios por sector económico para proporcionar tendencias de **electrificación y eficiencia**	Utilización de modelos de sistema para optimizar el uso de las tecnologías y así **minimizar emisiones y costes**	Gestión integrada tanto de la **oferta** como de la **demanda de energía**	**Base de datos tecnológica** para cada servicio: tipos de coches eléctricos, bombas de calor, etc.

La adquisición y el tratamiento de la gran cantidad de información y datos necesarios para definir los escenarios, así como la identificación de las metodologías y métricas necesarias para interpretar fenómenos complejos y —en el caso de los escenarios climáticos— de muy alta resolución, requieren un diálogo continuo con referencias externas e internas. Para evaluar los efectos de los fenómenos transitorios y físicos en el sistema energético, por ejemplo, el Grupo utiliza modelos que, para cada país analizado, describen el sistema energético teniendo en cuenta aspectos tecnoló-

(7) Por ejemplo, el escenario SSP1-1.9 (que incluye los supuestos del escenario SSP1 y las proyecciones climáticas RCP 1. 9), que prevé una disminución inmediata de las emisiones que alteran el clima hasta llegar a cero emisiones netas en torno a 2050, seguida de emisiones netas negativas, conduce a una estimación de un aumento medio de la temperatura mundial de 1,4 °C para 2081-2100, con una posibilidad "muy probable" (es decir, del 90 al 100%) de que el aumento medio de la temperatura se sitúe entre 1,0 °C y 1,8 °C. El SSP1-2.6 considera una reducción más lenta de las emisiones, con emisiones netas nulas alcanzadas en la segunda mitad del siglo, y se asocia con una mejor estimación del aumento de la temperatura media mundial de 1,8 °C para 2081-2100, que es muy probable que se sitúe en el rango de 1,3 °C-2,4 °C.

(8) Acuerdo de París, traducción al español publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea. https://eur-lex.europa.eu/homepage.html?locale=es.

gicos, socioeconómicos, políticos y normativos específicos. La adopción de los escenarios descritos y su integración en los procesos empresariales tienen en cuenta las directrices del TCFD y es un factor que permite evaluar los riesgos y las oportunidades relacionados con el cambio climático.

El proceso que traduce los fenómenos de los escenarios en información útil para las decisiones industriales y estratégicas puede resumirse en cinco pasos:

1. **Identificar tendencias y fenómenos** relevantes para el negocio (p. ej., electrificación del consumo, ondas de calor, etc.)
2. Desarrollo de funciones **de enlace** entre escenarios climáticos/de transición y variables operativas
3. Individualización de los **riesgos** y las **oportunidades**
4. **Cálculo de los impactos** sobre el negocio (p. ej., Δ márgenes, daños, Capex)
5. **Acciones estratégicas**: definición y implementación (p. ej., asignación de capital, planes de resiliencia)

Escenarios de transición energética de Enel

El escenario de transición describe cómo evolucionan la producción y el consumo de energía en los distintos sectores en un contexto económico, social, político y normativo específico; corresponde a una tendencia de emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

Los principales supuestos considerados en la definición de los escenarios de transición energética se refieren a:

- políticas locales y medidas reguladoras para combatir el cambio climático, como medidas para reducir las emisiones de dióxido de carbono y el consumo de combustibles fósiles, para aumentar la eficiencia energética y para descarbonizar el sector eléctrico;
- el contexto macroeconómico y energético mundial (por ejemplo, en términos de producto interior bruto, población y precios de las materias primas), teniendo en cuenta referencias internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency – IEA), Bloomberg New Energy Finance (BNEF), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)[9], y otras;
- la evolución de las tecnologías de producción, conversión y consumo de energía, tanto en términos de parámetros técnicos de funcionamiento como de costes.

En 2021, Enel revisó el marco de escenarios de transición energética a medio y largo plazo, definiendo tres narrativas de escenarios alternativos.

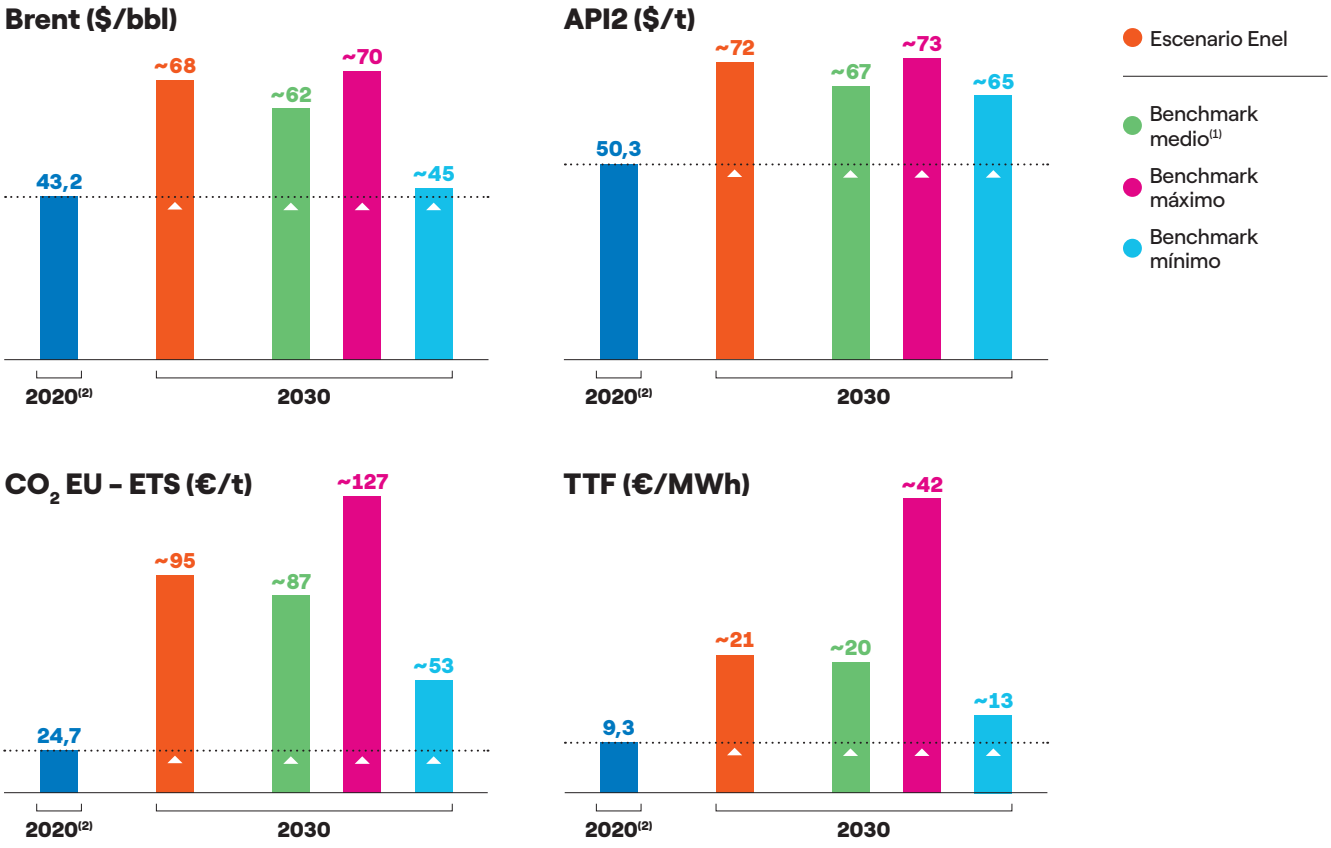
- Escenario *París*: prevé la consecución de los objetivos del Acuerdo de París, lo que supone un nivel de ambición climática significativamente mayor que el de la situación actual. El aumento de la ambición se apoya en una mayor electrificación del consumo y en el creciente desarrollo de las energías renovables.
- Escenario de *Transición Lenta* (*Slow Transition*): un escenario caracterizado por una transición energética más lenta, que no permite cumplir los objetivos del Acuerdo de París. Este escenario implica un menor aumento de las energías renovables y un proceso de electrificación menos sostenido que el escenario *París*, especialmente a corto plazo (retraso en la aplicación de la transición).
- Escenario de *Mejor Lugar* (*Best Place*): se construye para probar la mejora de las hipótesis con respecto al escenario *París*. Los objetivos del Acuerdo de París también se cumplen en este escenario, pero se considera un abanico más amplio de opciones tecnológicas: por ejemplo, una mayor penetración del hidrógeno verde, es decir, producido con electricidad renovable, utilizado más ampliamente en los sectores difíciles de eliminar, facilitando el proceso de descarbonización hacia las emisiones netas cero.

(9) En lo que respecta al IIASA, por ejemplo, se tuvieron en cuenta los fundamentos de la demanda de *commodities* y de la población que subyacen en las *Shared Socioeconomic Pathways* (SSPs), proyectando diferentes escenarios que describen una evolución socioeconómica y política coherente con los escenarios climáticos. La información de los SSP se utiliza, junto con la modelización interna, para apoyar las previsiones a largo plazo, como las de la demanda de electricidad y los precios de *commodities*.

Enel ha elegido el escenario *París*, que prevé la consecución de los objetivos del Acuerdo de París, como referencia para la planificación a largo plazo, a diferencia del año pasado, cuando el escenario de referencia fueron las políticas actuales. Se trata de la creencia de que, a nivel mundial, los gobiernos, las empresas, las organizaciones y los ciudadanos participarán efectivamente en el esfuerzo común para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. El aumento de los compromisos netos de los Estados para 2021, que actualmente cubren el 88% de las emisiones mundiales[10], y el resultado de la COP26 apoyan la elección de Enel de un escenario que cumpla los objetivos de París como referencia a largo plazo. En cuanto a la posibilidad de tomar como escenario de referencia para la planificación a largo plazo el objetivo más exigente del Acuerdo de París de estabilizar la temperatura media mundial en +1,5 °C, es evidente que sigue existiendo la incertidumbre de que algunos países puedan permanecer en trayectorias inerciales, retrasando el proceso de descarbonización hacia las emisiones netas cero para 2050.
Teniendo en cuenta esta premisa con respecto al contexto externo, el Grupo Enel opera un modelo de negocio en línea con la mayor ambición de los objetivos del Acuerdo de París, es decir, en consonancia con un aumento de la temperatura media global de 1,5 °C para 2100. Enel se ha fijado el objetivo a largo plazo de lograr cero emisiones directas (Alcance 1), con una generación de electricidad totalmente renovable, y cero emisiones relacionadas con la actividad de venta de energía al por menor (Alcance 3).

Las hipótesis sobre la evolución de los precios de los productos básicos como insumos para el escenario *París* son coherentes con los escenarios externos que alcanzan los objetivos del Acuerdo de París. En particular, se supone un aumento sostenido del precio del CO_2 en 2030, causado por una reducción progresiva de la oferta de permisos ante el aumento de la demanda, y una estabilización de los precios del carbón, debido a la disminución de la demanda. En cuanto al gas, se espera que las tensiones en los precios disminuyan en los próximos años a la luz de un reajuste de la oferta y la demanda a nivel mundial. Por último, se espera que los precios del petróleo se estabilicen gradualmente, con un pico de demanda previsto en torno a 2030.

A continuación, los valores indicados como "Escenario Enel" representan las hipótesis del escenario de referencia del Grupo, útiles para diversas aplicaciones, como las relacionadas con las actividades de planificación y las evaluaciones de deterioro.



(1) Fuente: IEA – Sustainable Development Scenario and Net Zero Scenario, BNEF, IHS green case scenario, Enerdata green scenario. Nota: los escenarios utilizados como referencia se publicaron en diferentes momentos del año y pueden no estar actualizados con la última dinámica del mercado.
(2) Balance final.

(10) Al 28 de diciembre de 2021.

Los dos escenarios alternativos *Transición Lenta* y *Mejor Lugar* se utilizan para las pruebas de estrés estratégico, la evaluación de riesgos y la identificación de oportunidades de negocio.

Análisis de los principales elementos de los escenarios de transición

El Grupo elabora escenarios de transición energética a partir de la definición de hipótesis sobre la evolución de las políticas, las tecnologías y otras variables macroeconómicas y de contexto de las materias primas.

El escenario de referencia de Enel —el escenario *París*— prevé una ambición en términos de descarbonización coherente con la consecución del Acuerdo de París, apoyada por una creciente electrificación del consumo final de energía y el desarrollo de la capacidad renovable.

La definición del escenario *París* a nivel local se basó en dos enfoques diferentes, según la disponibilidad de modelos fundamentales para simular el equilibrio a largo plazo de todo el sistema energético. En particular, en los principales países de presencia para los que se dispone de tales modelos (Italia, España y Brasil por el momento), se ha utilizado un enfoque ascendente, imponiendo explícitamente una restricción a la evolución de las emisiones de CO_2 en el sistema del país. Así pues, la valoración de las variables del escenario relevantes para las actividades del Grupo (incluyendo la demanda de electricidad, la tasa de electrificación, la capacidad de generación renovable y distribuida, el número de vehículos eléctricos y la producción de hidrógeno verde) fue determinada por el modelo con un horizonte temporal hasta 2050, en consonancia con la restricción de emisiones y con vistas a minimizar los costes para el sistema. Para el resto del mundo, el enfoque fue descendente, es decir, las variables de interés se determinaron mediante un análisis consensuado frente a escenarios externos alineados con los objetivos del Acuerdo de París, proporcionados por organismos y proveedores internacionales acreditados. Los dos enfoques diferentes se utilizaron también para definir los escenarios alternativos de *Transición Lenta* y *Mejor Lugar* a nivel local.
En el escenario *París*, los países europeos presentan una tendencia a la baja de las emisiones, en consonancia con el paquete europeo "Fit for 55", gracias a una mayor electrificación del consumo final, apoyada por una creciente contribución de las energías renovables en el mix de generación eléctrica. Más concretamente, en Italia, el escenario *París*, más ambicioso que el plan nacional actual, prevé un aumento de la electrificación hasta el 28% en 2030 (frente al 22% en 2021), con un nivel de generación renovable suficiente para satisfacer el 70% de la demanda de electricidad (frente al 55% aproximadamente del plan nacional en la misma fecha). Rumanía también prevé un aumento de la electrificación del consumo y del papel de las energías renovables para lograr una mayor reducción de las emisiones que en el plan nacional actual. En el caso de España, el nivel de ambición definido en el plan nacional está en consonancia con la consecución de los objetivos del Acuerdo de París; a la vista de ello, el escenario *París* prevé una tasa de electrificación del 29% para 2030 y un desarrollo de la capacidad renovable para que la cuota de la demanda de electricidad satisfecha por generación renovable supere el 80%. Para Brasil, el escenario *París* se definió asumiendo la consecución de un objetivo de emisiones netas cero para 2050. Para el resto de países de interés para el Grupo, el escenario *París*, así como los escenarios alternativos, se han definido a partir de un análisis consensuado de los escenarios externos disponibles.

El escenario de *Transición Lenta* contempla un menor nivel de ambición en la lucha contra el cambio climático, lo que se traduce en un menor desarrollo de las energías renovables y un menor crecimiento de la electrificación a todos los niveles. Este escenario se basa en el supuesto de que los países se quedan en gran medida con sus planes nacionales actuales, si estos no expresan una ambición climática coherente con la consecución de los Acuerdos de París, o que la ambición, si es alta, no está respaldada por políticas de aplicación adecuadas. Este último es el caso, por ejemplo, de España, que en el escenario de *Transición Lenta* se desentiende de la ambición del plan nacional debido a un retraso en la aplicación de las políticas que permiten una mayor penetración de las energías renovables y las tecnologías eléctricas.

El escenario *Mejor Lugar* supone una reducción más rápida de los costes de las tecnologías verdes de producción de hidrógeno. Esta dinámica se traduce en un aumento de la penetración en los sectores de difícil acceso, en detrimento del hidrógeno azul y gris (hidrógeno producido a partir de gas, respectivamente con y sin el uso de tecnologías CCS), lo que conlleva un aumento de la demanda de electricidad y de las instalaciones de capacidad renovable en los países analizados en comparación con el escenario *París*.

Con la ayuda de los modelos fundamentales del sistema, también fue posible estimar el impacto de las medidas de eficiencia energética en las tendencias del consumo de energía y de la demanda de electricidad. Además, el beneficio de la electrificación del uso doméstico y del transporte para el hogar medio se cuantificó en términos de reducción de la factura energética y de la contribución de las emisiones. La misma evaluación se realizó en relación con un cliente medio de Enel, que resultó estar más electrificado que la media nacional en el país respectivo, como resultado de la estrategia de electrificación de Enel.
Por último, se evaluó el impacto de cada escenario en términos de reducción del consumo global de combustibles fósiles y de la dependencia energética.

Como parte del proceso de definición de escenarios, también se desarrolló un análisis específico sobre la movilidad eléctrica en América Latina para identificar los principales impulsores de la electrificación en el consumo final. Algunos países en particular están trabajando para promover la movilidad eléctrica en la región: Chile y Colombia, por ejemplo, han fijado objetivos específicos relacionados con la movilidad eléctrica y los gobiernos están aplicando políticas claras para fomentar el desarrollo de este mercado. La mayoría de los escenarios prevén que la movilidad eléctrica privada despegue en la región entre 2025 y 2030, cuando los costes sean más competitivos.

El escenario climático físico

En los escenarios, el papel del cambio climático es cada vez más importante y produce efectos no solo en términos de transición de la economía hacia las emisiones netas cero, sino también en términos de impactos físicos, que pueden clasificarse como:

- fenómenos agudos (olas de calor, inundaciones, huracanes, etc.) y su impacto potencial en los activos industriales;
- fenómenos crónicos relacionados con los cambios estructurales del clima, como la tendencia al aumento de la temperatura, la subida del nivel del mar, etc., que pueden provocar, por ejemplo, una variación constante de la producción de las plantas y un cambio en los perfiles de consumo de electricidad en los sectores residencial y comercial.

Entre las proyecciones climáticas elaboradas por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) a escala mundial, el Grupo ha seleccionado tres, que coinciden con las consideradas en el último informe del IPCC dentro del sexto ciclo de evaluación (AR6). Estos escenarios están asociados a patrones de emisión vinculados a un nivel de la llamada "Representative Concentration Pathway" (RCP, por sus siglas en inglés o Trayectoria de Concentración Representativa), cada uno de los cuales está vinculado a uno de los cinco escenarios definidos por la comunidad científica como *Shared Socioeconomic Pathways* (SSPs, por sus siglas en inglés o Trayectorias Socioeconómicas Compartidas). Los escenarios SSP incluyen supuestos generales como los de población, urbanización, etc., pero no están vinculados a ninguno de ellos. Los tres escenarios físicos considerados por el Grupo son los siguientes:

- SSP1-RCP 2.6: compatible con un rango de calentamiento global inferior a 2 °C, en comparación con los niveles preindustriales (1850-1900), para 2100 (el IPCC proyecta ~+1,8 °C de media en comparación con 1850-1900, con un 44% de probabilidad de mantenerse por debajo de 1,5 °C y un 78% de probabilidad de mantenerse por debajo de +2 °C[11]); en los análisis que tienen en cuenta las variables físicas y de transición, el Grupo asocia el escenario SSP1-RCP 2.6 con los escenarios *París* y *Mejor Lugar*.
- SSP2-RCP 4.5: se ajusta a un escenario intermedio, en el que se prevé un aumento de la temperatura media de unos 2,7 °C para 2100, en comparación con el período 1850-1900. El RCP 4.5 es el escenario que mejor representa el contexto climático y político mundial actual y las hipótesis de transición correspondientes. Este escenario proyecta un calentamiento global coherente con el rango de estimaciones de aumento de la temperatura que consideran las políticas actuales globales[12]; en los análisis que consideran tanto las variables físicas como las de transición, el Grupo asocia el escenario SSP2-RCP 4.5 con el escenario de *Transición Lenta*.
- SSP5-RCP 8.5: compatible con un escenario en el que no se aplica ninguna medida particular sobre el cambio climático. Este escenario estima un aumento de la temperatura global de unos +4,4 °C, en comparación con los niveles preindustriales, para el año 2100 (ciertamente por encima de los 3 °C y con un 62% de probabilidad > +4 °C según las estimaciones del IPCC).

El Grupo considera el RCP 8.5 como el peor escenario climático, utilizado para evaluar los efectos de los fenómenos físicos en un contexto de cambio climático especialmente fuerte, pero que actualmente se considera poco probable. El escenario CPR 2.6 se utiliza tanto para la evaluación de los fenómenos físicos como para los análisis que consideran una transición energética coherente con objetivos de mitigación más ambiciosos.

Los análisis realizados sobre los escenarios físicos consideraron tanto los fenómenos crónicos como los agudos. Para la descripción de eventos complejos específicos de interés, el Grupo considera datos y análisis realizados tanto por entidades privadas como por instituciones públicas y académicas.

Los escenarios climáticos son globales y, para definir su efecto en las áreas de relevancia para el Grupo, deben ser analizados a nivel local. Entre las asociaciones activas, existe una colaboración permanente con el Departamento de Ciencias de la Tierra del International Centre for Theoretical Physics (ICTP, por sus siglas en inglés o Centro Internacional de Física Teórica) de Trieste. En el marco de esta colabora-

(11) IPCC Fifth Assessment Report, Working Group 1, "Long-term Climate Change: Projections, Commitments and Irreversibility".
(12) Climate Action Tracker thermometer, estimaciones del calentamiento global para el año 2100 teniendo en cuenta las actuales "Policies & action" y "2030 targets only" (actualización noviembre de 2021).

ción, el ICTP proporciona proyecciones de las principales variables climáticas con una resolución que va de mallas de ~12 km a ~100 km y un horizonte temporal de 2020-2050. Las principales variables en cuestión son la temperatura, las precipitaciones de nieve y lluvia y la radiación solar. En comparación con los análisis realizados en el pasado, los estudios actuales se basan en el uso de varios modelos climáticos regionales: el desarrollado por el ICTP combinado con otras cinco simulaciones, seleccionadas como representativas del conjunto de modelos climáticos actualmente presentes en la literatura. El resultado del conjunto es representativo de los distintos modelos climáticos, promediados entre sí. Esta técnica se suele utilizar en la comunidad científica para obtener un análisis más robusto e imparcial promediado sobre los diferentes supuestos que pueden caracterizar al modelo individual.
En esta fase del estudio se han analizado las proyecciones futuras para Italia, España y todos los países de interés para el Grupo en Sudamérica, obteniendo, también gracias al uso del conjunto de modelos, una representación más definida del escenario físico. Asimismo, el Grupo está analizando los datos de proyección climática para América del Norte.
El ICTP también proporciona apoyo científico en la interpretación de cualquier otro dato climático adquirido. Sin embargo, los escenarios climáticos se utilizan en los países de interés para el Grupo con el fin de permitir una evaluación homogénea del riesgo climático.

Algunos de estos fenómenos implican altos niveles de complejidad, ya que dependen no solo de las tendencias climáticas, sino también de las características específicas del territorio, y requieren una mayor actividad de modelización para su representación de alta resolución. Por ello, además de los escenarios climáticos proporcionados por el ICTP, el Grupo utiliza también mapas de riesgos naturales. Esta herramienta permite obtener, con una alta resolución espacial, los tiempos de retorno de una serie de eventos, como tormentas, huracanes e inundaciones. El uso de estos mapas, tal y como se describe en el apartado "Riesgos y oportunidades estratégicas relacionados con el cambio climático", está bien establecido en el Grupo, que ya utiliza estos datos basados en el horizonte histórico para optimizar sus estrategias de seguros. Además, se está trabajando para utilizar esta información procesada también en función de las proyecciones de los escenarios climáticos.
Por último, el Grupo ha adquirido las competencias y herramientas necesarias para obtener y procesar de forma independiente los resultados brutos publicados por la comunidad científica, con el fin de disponer de una visión global de alto nivel de la evolución a largo plazo de las variables climáticas de interés. Estas fuentes son los resultados de los modelos climáticos y regionales de CMIP6[13] y CORDEX[14]. CMIP6 es el sexto *assessment* del Coupled Model Intercomparison Project (CMIP), que es un proyecto del World Climate Research Programme (WCRP) y del Working Group of Coupled Modelling (WGCM) que proporciona datos climáticos brutos de modelos climáticos globales. Se utilizan para evaluar métricas estándar a escala global con una resolución de aproximadamente 100 km x 100 km. CORDEX (Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment) también se enmarca en el ámbito del WCRP, y produce proyecciones climáticas regionales de mayor resolución.

Análisis de los escenarios físicos – Integración de los escenarios climáticos en el modelo *Open Country Risk*

Además de la utilización de datos de alta resolución para realizar análisis puntuales del impacto de los fenómenos físicos, el Grupo también ha desarrollado un marco de análisis de nivel superior que permite obtener una evaluación a nivel local de la evolución de determinados riesgos climáticos a nivel global, de forma homogénea para todas las geografías. En particular, se ha adoptado un enfoque modular que permitirá mejorar progresivamente los análisis incluyendo nuevos fenómenos físicos y perfeccionando las metodologías y los datos de referencia. En la actualidad, se incluyen cuatro fenómenos climáticos: dos relacionados con las temperaturas extremas, uno con las lluvias intensas y otro con la sequía. Los fenómenos se describen con un índice numérico, elaborado a partir de la distribución mundial con una resolución de ~100 km x 100 km y resumido en un índice compuesto. Este trabajo ha permitido integrar la dimensión del cambio climático en el modelo *Open Country Risk*. Esto permite que la herramienta incluya, además de los aspectos ya considerados en los modelos de Riesgo País, aquellos aspectos relacionados con los riesgos físicos, considerados en el modelo como causa de estrés a nivel ambiental y económico de un país. El modelo *Open Country Risk* se describe con más detalle en la sección "Tendencias macroeconómicas y geopolíticas".

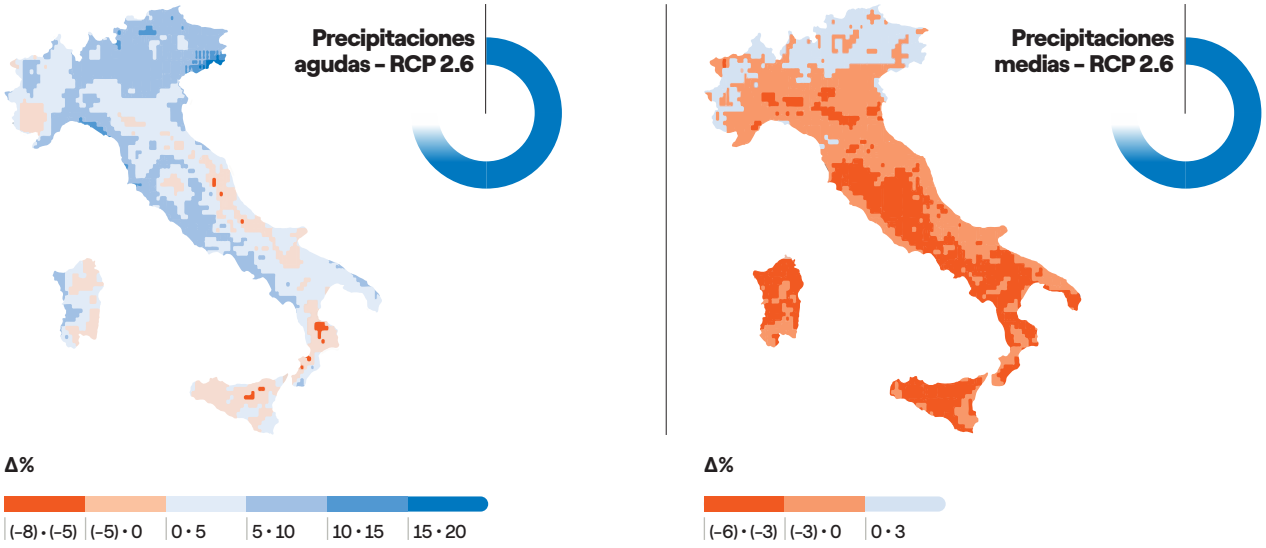
Análisis de escenarios físicos – Italia

Fenómenos agudos: en el caso de Italia, se analizaron en primer lugar las precipitaciones agudas, estudiando la variación de las precipitaciones diarias por encima del percentil 95, calculadas como milímetros medios anuales en

(13) https://www.wcrp-climate.org/wgcm-cmip/wgcm-cmip6.
(14) https://cordex.org/.

los períodos de referencia. Como puede verse en la figura de la izquierda, comparando el período 2030-2050 con el período histórico 1990-2020, en el escenario RCP 2.6 las precipitaciones intensas aumentarán especialmente en el noreste y en la costa del Tirreno de forma significativa. Curiosamente, también en el RCP 2.6, este aumento general de las precipitaciones extremas va acompañado de una ligera disminución de la suma anual de las precipitaciones diarias, excluyendo las precipitaciones agudas (figura derecha). En los otros escenarios (RCP 4.5 y 8.5), también se observa la misma dicotomía entre precipitaciones fuertes y medias.

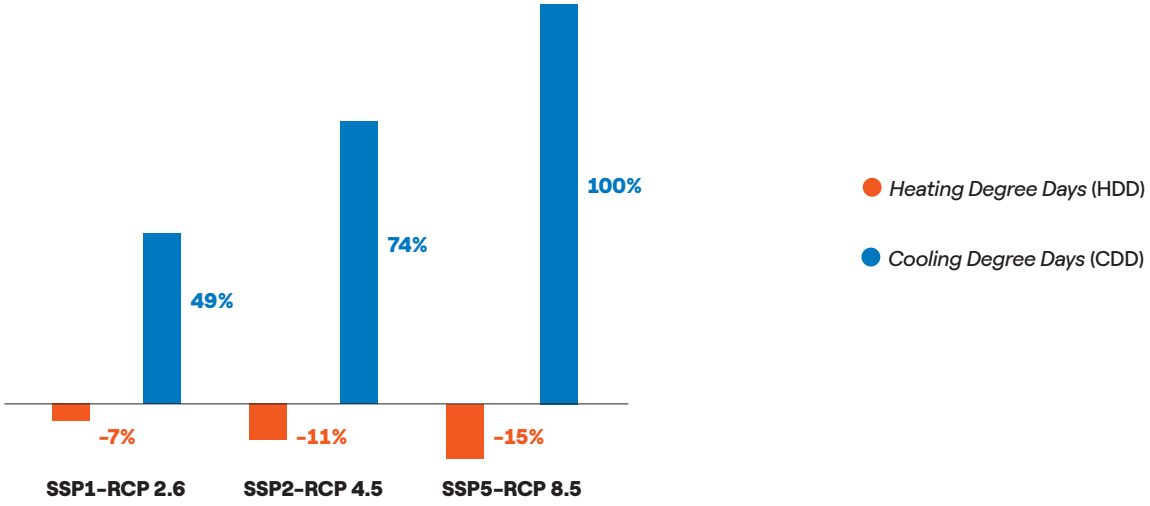
Precipitaciones agudas y medias (es decir, precipitaciones totales menos precipitaciones agudas): diferencia entre el RCP 2.6 (2030-2050) y el periodo histórico (1990-2020)



Como ya se desprende de los análisis publicados anteriormente por el Grupo, las olas de calor y el riesgo de incendios también sufrirán importantes variaciones, aumentando ambos en los distintos escenarios climáticos considerados. En particular, el riesgo de incendio se describe a través del Índice Meteorológico de Incendios (FWI), un indicador internacional ampliamente utilizado que tiene en cuenta la temperatura, la humedad, la lluvia y el viento para estimar un índice de riesgo de incendio. Los datos, proporcionados por el ICTP, pueden ser útiles para caracterizar las tendencias del riesgo de incendio para apoyar a la empresa en su adecuada gestión. Los estudios realizados, que examinan el cambio de las proyecciones a 2030-2050 en comparación con 1990-2010, muestran que en todos los escenarios hay un aumento del número de días de alto riesgo (valor del índice > 45) en la temporada de verano. Este cambio afecta principalmente a las islas y a las regiones del sur del país, donde el aumento de los días de riesgo extremo oscila entre +6 y +8 días en comparación con la línea de base histórica.

Fenómenos crónicos: los cambios crónicos de temperatura pueden analizarse para obtener información sobre los posibles efectos en la demanda de refrigeración y calefacción de los sistemas energéticos locales. De forma similar a lo que se hizo en 2020, para la medición de la demanda de calor se utilizaron los *Heating Degree Days* (HDD), o la suma, extendida a todos los días del año con $T_{media} \leq 15$ °C, de las diferencias entre la temperatura interna ($T_{interna}$ asumida 18 °C) y la temperatura media, y los *Cooling Degree Days* (CDD), o la suma, extendida a todos los días del año con $T_{media} \geq 24$ °C, de las diferencias entre la T_{media} e la $T_{interna}$ (asumida 21 °C), para las necesidades de calefacción y refrigeración, respectivamente. El análisis para Italia se perfeccionó tanto aumentando el número de modelos considerados, de 3 a 6, como aumentando la resolución de los datos, de unos 50 km x 50 km a unos 12 km x 12 km. Los datos medios por país se calcularon como una media sobre el país, ponderando cada nodo geográfico por población utilizando las *Shared Socioeconomic Pathways* (SSPs) asociadas a cada escenario RCP. En el período 2030-2050 se observa una reducción de la demanda de calefacción del 7 al 15% en comparación con el período 2000-2020 en los diferentes escenarios, mientras que las CDD son siempre mayores que en el período histórico, con una tendencia creciente desde el RCP 2.6 (+~50%) hasta el RCP 8.5 (+~100%).

CDD y HDD Italia: diferencial entre RCP (2030-2050) y período histórico (2000-2020)

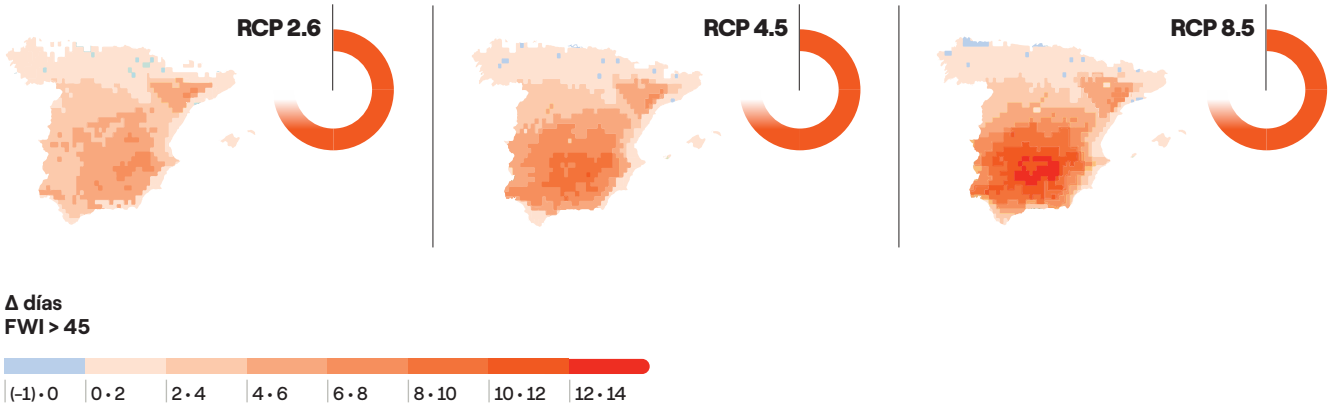


En cuanto a las precipitaciones, se analizaron las variaciones en las cuencas de interés para la producción hidroeléctrica del Grupo. De un análisis preliminar se desprende que no hay cambios significativos, con una tendencia general de ligero descenso en el sur de Italia y ligero aumento en el norte del país en los escenarios RCP 2.6 y RCP 4.5.

Análisis de escenarios físicos - España

Fenómenos agudos: en cuanto al riesgo de incendio, el número de días de riesgo extremo (es decir, con el Índice Meteorológico de Incendios > 45) es mayor en el escenario RCP 8.5 que en el escenario RCP 2.6, y siempre aumenta en comparación con la media histórica. En concreto, la zona de España que experimentará un mayor aumento del número medio de días al año con alto riesgo de incendio en la época estival es el centro sur en todos los escenarios futuros.

Aumento del número medio de días al año en la temporada de verano con alto riesgo de incendio en las diferentes RCP en comparación con el valor histórico (2000-2020)

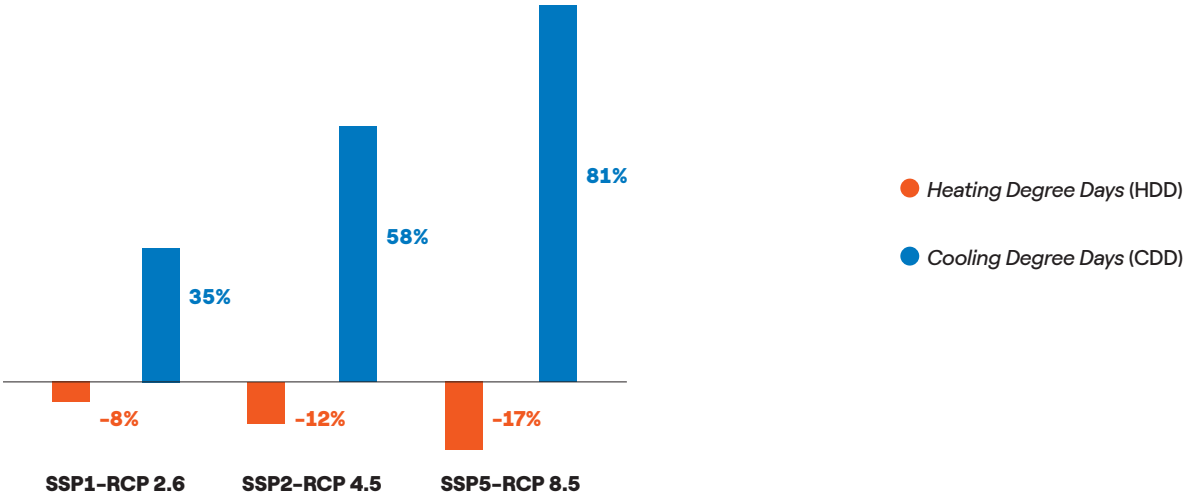


Las olas de calor, como ya se puso de manifiesto en los análisis publicados anteriormente por el Grupo, estarán más extendidas geográficamente y serán más frecuentes en el período 2030-2050, especialmente en el sur del país. Por último, las precipitaciones extremas tendrán una frecuencia variable en la mayor parte de España. Un análisis preliminar, considerando la media anual de milímetros para los días de lluvia con una intensidad superior al percentil 95, mostró una reducción en algunas zonas del sur del país ya en el escenario RCP 2.6.

Fenómenos crónicos: el análisis de la demanda potencial de refrigeración y calefacción se ha perfeccionado y actualizado de forma similar al de Italia. En términos de *Heating Degree Days* (HDD) y de *Cooling Degree Days* (CDD), durante el período 2030-2050, con respecto al período

1990-2020, se estima una reducción de HDD en todos los escenarios, desde un -8% en el RCP 2.6 hasta un -17% en el RCP 8.5. Los datos también confirman un aumento de los CDD (+35%) en el escenario RCP 2.6 y un cambio de +58% y +81% en los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5, respectivamente.

CDD y HDD España: diferencial entre RCP (2030-2050) y período histórico (2000-2020)



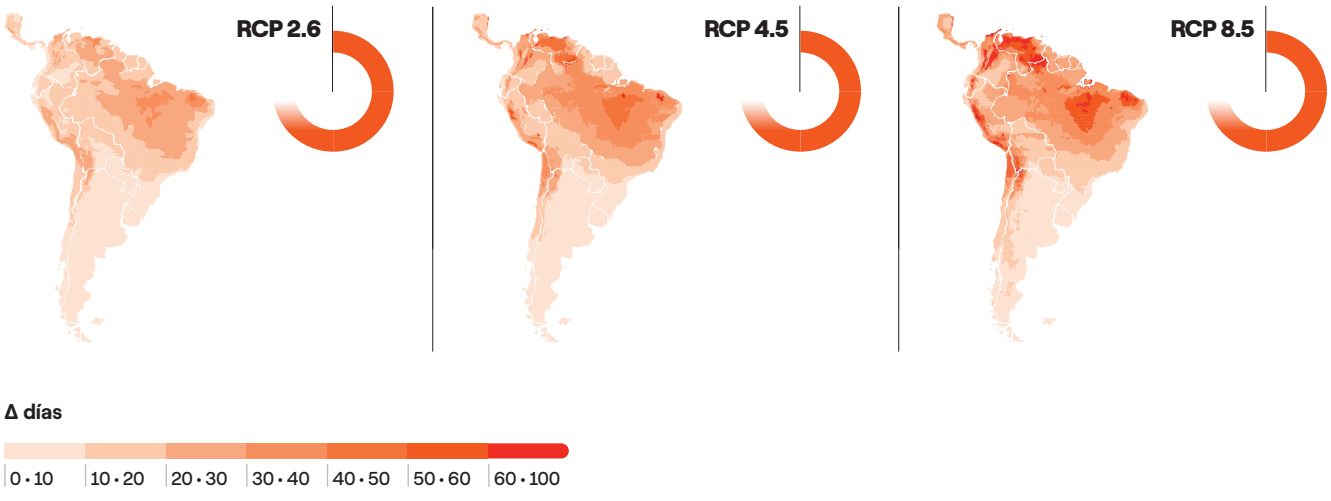
En cuanto a las precipitaciones, se analizaron las variaciones en las cuencas de interés para la producción hidroeléctrica del Grupo. Un análisis preliminar de los datos no muestra cambios apreciables al comparar el período 2030-2050 y el período 1990-2009, con una tendencia general de ligero descenso en el sur de España en todos los escenarios.

Análisis del escenario físico – América Latina

Fenómenos agudos: en países muy grandes, como Brasil, la tendencia de los fenómenos agudos puede mostrar patrones marcadamente diferentes en distintas zonas. Para tener una visión general de todo el continente e identificar las áreas de mayor interés para su estudio, se analizaron algunos fenómenos agudos utilizando métricas estándar. Los análisis se realizaron procesando los datos de un conjunto de 6 modelos climáticos con una resolución espacial de 25 km x 25 km.

Para estudiar el fenómeno de las temperaturas extremas, se utilizó el índice de duración de las olas de calor (WSDI), que considera las olas de calor caracterizadas por al menos 6 días consecutivos con una temperatura máxima diaria superior al percentil 90. Comparando el período 2030-2050 con el período 1990-2020, los datos muestran un aumento significativo de los días de olas de calor ya en el escenario RCP 2.6, especialmente en partes de Brasil, Colombia, Perú y el norte de Chile. Este aumento de las temperaturas extremas será aún más pronunciado en los demás escenarios, especialmente en el RCP 8.5.

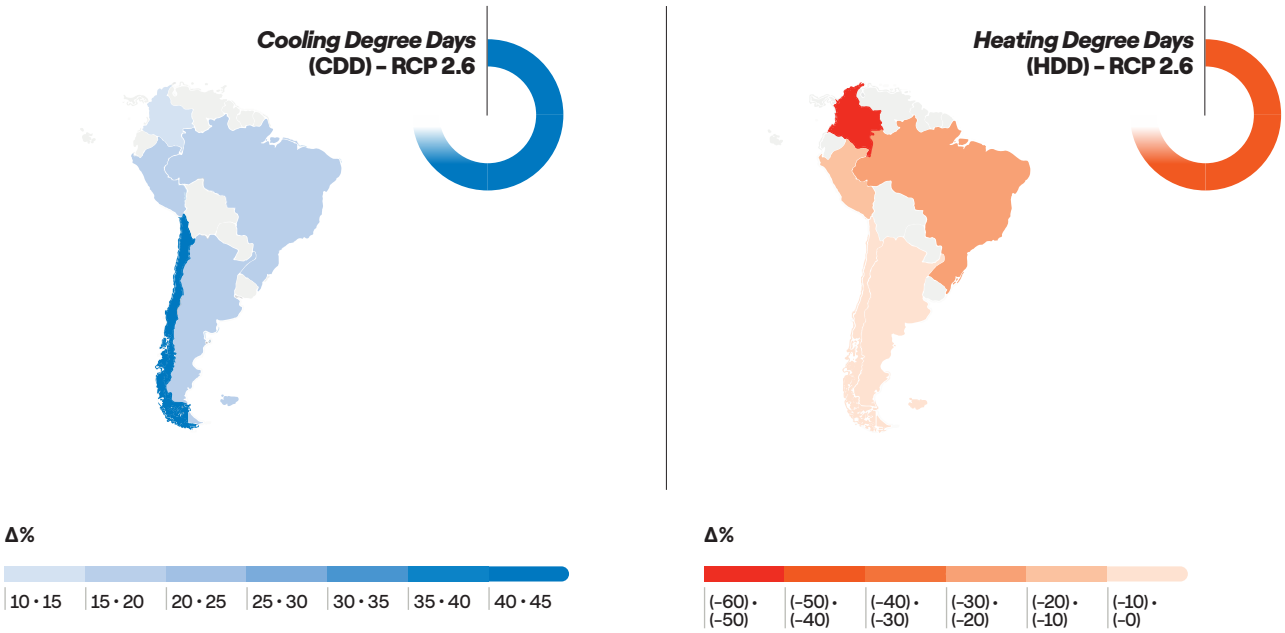
***Warm Spell Duration Index (Heat stress)*: diferencial entre RCP (2030-2050) y período histórico (2000-2020)**



En cuanto a las precipitaciones extremas, se tuvieron en cuenta las precipitaciones diarias por encima del percentil 95, de forma similar a Italia y España. Los cambios futuros de este fenómeno son menos homogéneos. En el escenario RCP 2.6, se prevén reducciones en algunas zonas, como el norte de Brasil y el norte de Argentina, mientras que en otras zonas, como el oeste de Colombia y algunas zonas de Brasil y Perú, se espera un aumento de las precipitaciones extremas.

Fenómenos crónicos: para los principales países de presencia, se realizó el estudio de los cambios potenciales en la demanda de calefacción y refrigeración relacionados con los cambios crónicos de temperatura. También en este caso se han calculado las variaciones de *Heating Degree Days* (HDD) y de *Cooling Degree Days* (CDD), durante el período 2030-2050, con respecto al período 1990-2020, basado en datos de 6 modelos, con una resolución de 25 km x 25 km. Los datos medios por país se calcularon como una media sobre el país, ponderando cada nodo geográfico por población utilizando las *Shared Socioeconomic Pathways* (SSPs) asociadas a cada escenario RCP. En cada país estudiado, los CDD aumentan progresivamente en todos los escenarios: en el escenario RCP 2.6 aumentan un 42% en Chile, mientras que el aumento se sitúa entre el 14% y el 19% en los demás países considerados. En el escenario RCP 4.5 este aumento pasa a ser del 108% en Chile y de algo más del 25% en Argentina, Brasil y Perú, mientras que se sitúa en el 20% en Colombia. El aumento de la CDD en comparación con el período histórico es aún más pronunciado en el escenario RCP 8.5. En cuanto a los HDD, en el escenario RCP 2.6 se estima una reducción considerable en Colombia (-51%), Brasil (-21%) y Perú (-15%). Esta tendencia se intensifica en el escenario RCP 4.5: ~-61% en Colombia, ~-28% en Brasil y ~-20% en Perú.

CDD y HDD en los países de interés para el Grupo: diferencial entre RCP 2.6 y el período histórico (2000-2020)



En cuanto a las precipitaciones, se analizaron las variaciones en las cuencas de interés para la producción hidroeléctrica del Grupo. Los primeros análisis, que comparan las proyecciones para 2030-2050 en los tres escenarios con el período histórico 1990-2009, muestran sobre todo una tendencia a la reducción crónica de las precipitaciones. Los descensos medios más significativos se esperan en Chile y Colombia, con valores ligeramente inferiores al 10% Un análisis en profundidad de los datos medios en Chile muestra que, en las cuencas consideradas, las precipitaciones esperadas en el período 2030-2050 están en línea con las ya experimentadas en la última década (2010-2019); estos datos muestran que estas cuencas ya están experimentando el cambio climático en comparación con el período histórico considerado como referencia.

Efecto global de los escenarios de transición y físicos en la demanda de electricidad

Italia y España

Utilizando modelos de sistemas energéticos integrados, es posible cuantificar las demandas de servicios individuales de un país. Este nivel de detalle permite entonces discriminar los efectos específicos que un cambio de temperatura puede tener en la demanda de energía. Para ello, se han ampliado los escenarios de transición *París, Transición Lenta* y *Mejor Lugar* descritos anteriormente para incluir el efecto que el aumento de la temperatura, cuantificado a través de la métrica de *Heating Degree Days* (HDD) y *Cooling Degree Days* (CDD) como se ha descrito anteriormente, tiene sobre la demanda de energía (total, no solo de electricidad) para refrigeración y calefacción en los sectores residencial y comercial. La definición de un escenario estratégico de referencia en consonancia con la consecución de los objetivos de París y los compromisos de reducción de GEI asumidos a nivel europeo[15] nos ha permitido asociar el HDD y el CDD coherentes con el RCP 2.6 a los escenarios *París* y *Mejor Lugar*, mientras que los coherentes con el RCP 4.5 al escenario de *Transición Lenta*; para acentuar aún más el análisis, este último escenario se ha asociado también a un RCP 8.5. Dadas las políticas actuales y el fuerte enfoque de la Unión Europea en la Neutralidad de Carbono para 2050, los tres escenarios (*París, Transición Lenta* y *Mejor Lugar*) para Italia y España convergen a este resultado; sin embargo, el escenario de *Transición Lenta* se asocia, como se ha especificado anteriormente, con una RCP diferente y más alta, porque corresponde a una tendencia de reducción de emisiones de GEI más lenta. En cuanto al efecto de la transición considerada individualmente, la mayor velocidad en la consecución de la Neutralidad de Carbono del escenario *París* lo convierte en un escenario más electrificado en promedio que el escenario de *Transición Lenta*, que ve en el período 2031-2050 valores medios más bajos de la demanda de electricidad de alrededor del 2% para Italia y de alrededor del 1,5% para España. A su vez, tal y como se preveía, el papel fundamental que desempeña el hidrógeno verde en la caracterización del escenario *Mejor Lugar* conduce a valores de demanda de electricidad mucho más elevados en comparación con el escenario *París*, un 19% para Italia y un 15% para España.

Al igual que lo que se demostró el año pasado, la velocidad de la transición energética tiene un impacto mucho mayor en el nivel de la demanda de electricidad que los efectos del aumento de la temperatura resultante del cambio climático: las políticas de descarbonización, junto con la innovación tecnológica, la responsabilidad social y el consiguiente cambio en el comportamiento de los consumidores, desempeñarán un papel activo en la evolución de la demanda de electricidad y del mix energético en general. En cualquier caso, del análisis se desprende que un aumento de la temperatura derivado del cambio climático provocará un incremento de la demanda de electricidad, aunque contenido en el rango de puntos porcentuales tanto para Italia como para España.

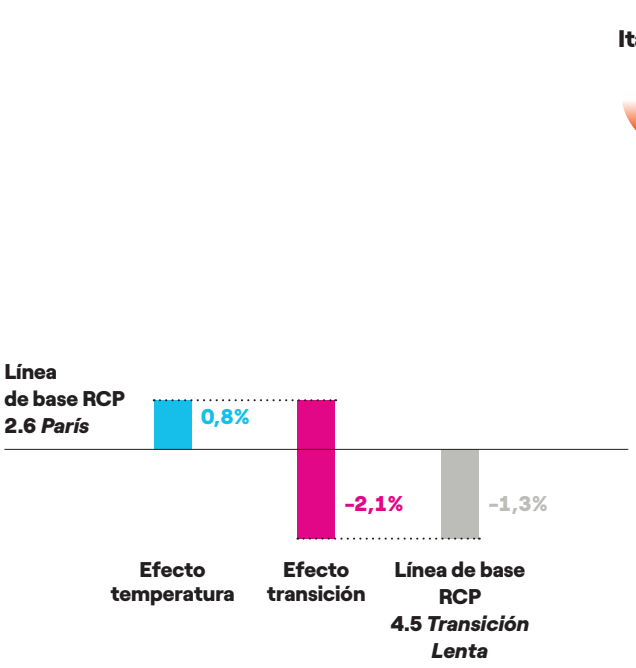
Considerando la visión integrada, el efecto potencial de los escenarios de transición más ambiciosos tiene un impacto más significativo en la demanda de electricidad que el aumento de la temperatura resultante del cambio climático.

Mientras que las tendencias de los días-grado (HDD y CDD) son similares, las diferencias porcentuales de la demanda de electricidad en España entre los tres escenarios son menores que en Italia. La principal diferencia se refiere al sistema energético en 2030: para España, el plan energético nacional existente es muy ambicioso y se ajusta a una senda climática RCP 2.6, por lo que el escenario de *Transición Lenta* se acerca más al escenario *París*. En consecuencia, se espera una menor variabilidad en la evolución del sistema energético y, por tanto, de la demanda de electricidad en el período 2031-2050.

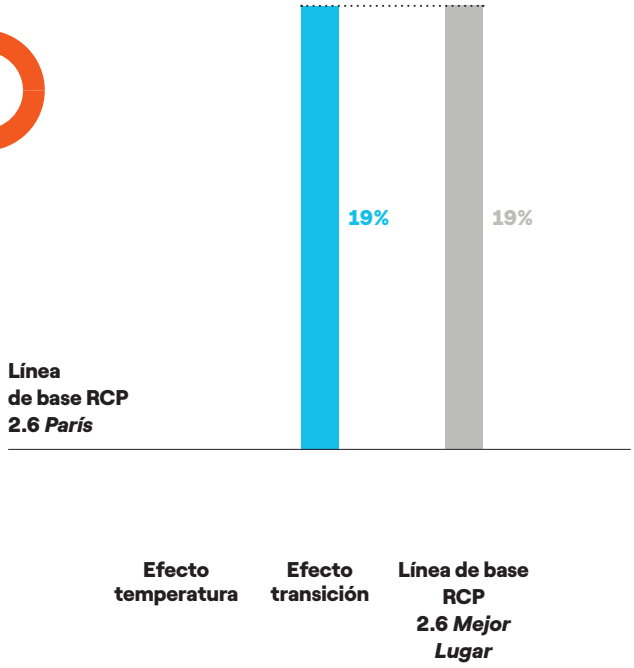
(15) Comisión Europea – Fit for 55: https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/.

Italia – Efecto medio en la demanda de electricidad (2031-2050) de los tres escenarios de transición junto con sus RCP 2.6 y 4.5

De *París* RCP 2.6 a *Transición Lenta* RCP 4.5

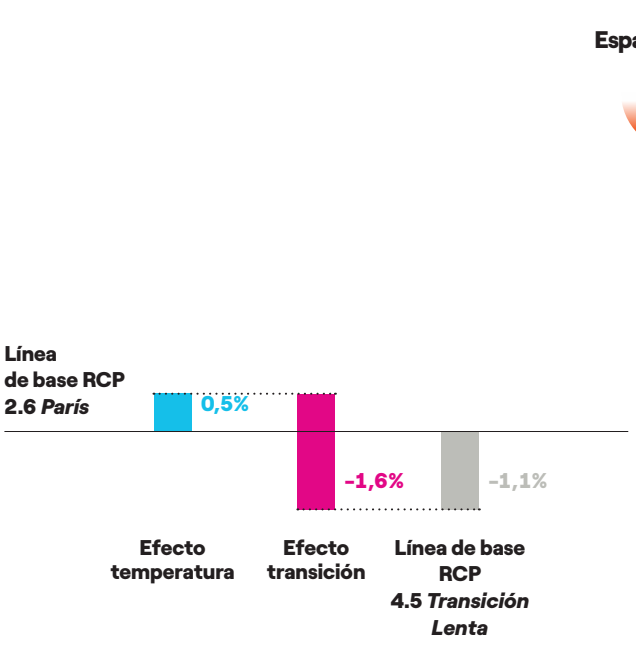


De *París* RCP 2.6 a *Mejor Lugar* RCP 2.6

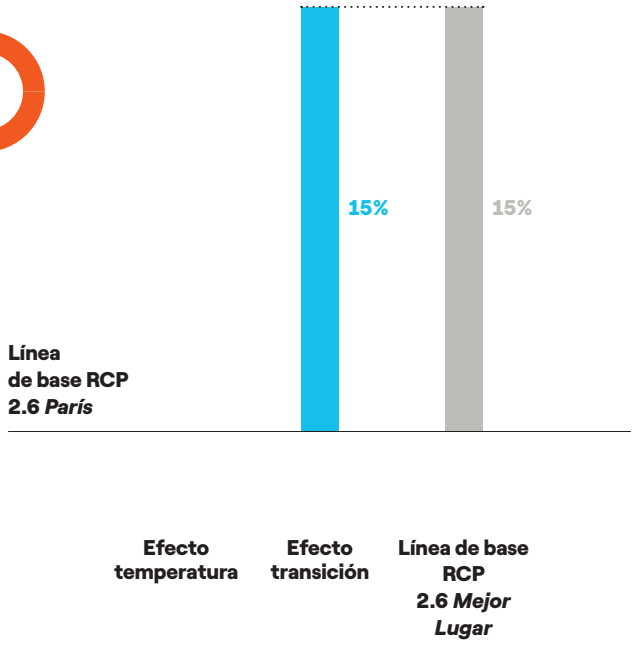


España – Efecto medio sobre la demanda de electricidad (2031-2050) de los tres escenarios de transición junto con sus RCP 2.6 y 4.5

De *París* RCP 2.6 a *Transición Lenta* RCP 4.5



De *París* RCP 2.6 a *Mejor Lugar* RCP 2.6



Para seguir investigando el efecto de la temperatura en los escenarios de transición y, al mismo tiempo, ampliar la gama de hipótesis sobre el cambio climático, se realizó un análisis de sensibilidad acoplando el escenario de *Transición Lenta* al RCP 8.5, así como al RCP 4.5. Suponiendo ese aumento de la temperatura, con la misma transición energética, se produce un cambio menor en la demanda, del -0,8% para Italia y del -0,6% para España.

Efecto de la temperatura y la transición en la demanda de electricidad, promediado durante el período especificado de contribuciones de la temperatura y la transición para diferentes combinaciones de escenarios de transición y vías climáticas

		***París* contra *Transición Lenta* RCP 4.5**			***París* contra *Transición Lenta* RCP 8.5**			***París* contra *Mejor Lugar***		
		Efecto transición	**Efecto temperatura de RCP 2.6 a RCP 4.5**	**Impacto total**	**Efecto transición**	**Efecto temperatura de RCP 2.6 a RCP 8.5**	**Impacto total**	**Efecto transición**	**Efecto temperatura de RCP 2.6 a RCP 2.6**	**Impacto total**
Italia	2022-2030	-1,3%	0,0%	-1,3%	-1,3%	0%	-1,3%	2,7%	0,0%	2,7%
	2031-2050	-2,1%	0,8%	-1,3%	-2.1%	1,3%	-0,8%	19,0%	0,0%	19,0%
España	2022-2030	-0,9%	0,0%	-0,9%	-0,9%	0,0%	-0,9%	3,1%	0,0%	3,1%
	2031-2050	-1,6%	0,5%	-1,1%	-1,6%	0,9%	-0,6%	15,2%	0,0%	15,2%

Sin embargo, como consideración final, cabe señalar que, en años futuros, una electrificación del servicio de calefacción en el sector residencial mayor de la estimada podría cambiar tanto el signo como la magnitud del efecto de la temperatura en ambos países. Por lo tanto, la evolución temporal de la cuota de electrificación del servicio de calefacción debe controlarse en la revisión anual.

Efecto de la variación de la temperatura en la demanda de electricidad en los principales países del Grupo en América Latina

En los países de América Latina, el impacto de la evolución de la temperatura, cuantificado por la métrica de los *Heating Degree Days* (HDD) y *Cooling Degree Days* (CDD), se estimó mediante modelos econométricos de previsión basados en la elasticidad histórica.

Los análisis muestran que Brasil podría experimentar un aumento significativo de la demanda debido al incremento de la temperatura, que se estima entre el 0,8% y el 1,5% de la demanda prevista (calculada como la media de las previsiones de demanda en el período 2030-2050). El factor impulsor sería la mayor demanda de refrigeración prevista en el país; este cambio también se confirma mediante un enfoque de modelización del sistema. Sin embargo, estas estimaciones están sujetas a un importante grado de incertidumbre, dada la volatilidad del crecimiento económico brasileño.

En Argentina, también observamos un posible aumento de la demanda vinculado al aumento de la temperatura, estimado entre el 0,3% y el 0,6% de la demanda prevista; al igual que en Brasil, esta estimación depende en gran medida del componente macroeconómico de este país en términos de demanda de electricidad.

Las mismas consideraciones pueden hacerse extensivas a los demás países en los que opera el Grupo. En particular, en el resto de América Latina, donde observamos igualmente una elasticidad positiva de la demanda de electricidad a las temperaturas, el aumento esperado de las temperaturas tendría en cualquier caso un impacto menor que la dinámica ligada al crecimiento económico. En Chile y Colombia, la evidencia histórica sigue mostrando un fuerte acoplamiento entre el crecimiento de la demanda de electricidad y el crecimiento del PIB, con una demanda del sector industrial que representa alrededor del 50% del consumo de electricidad. Además, la variabilidad del contexto macroeconómico podría repercutir en la electrificación de los sectores residencial y terciario, que son los motores más inmediatos del aumento de la demanda de electricidad en caso de aumento de las temperaturas.

A continuación presentamos una tabla resumen con los rangos de los principales efectos de la temperatura para los países sudamericanos, obtenidos aplicando un intervalo de confianza del 95% a nuestro caso base.

Límite superior

País	Efecto de la temperatura (medio anual)			
	De RCP 2.6 a RCP 4.5		De RCP 2.6 a RCP 8.5	
	TWh	%	TWh	%
Argentina	0,68	0,3	1,37	0,6
Brasil	7,92	0,8	15,83	1,5
Chile	0,05	0,0	0,10	0,1
Colombia	0,08	0,1	0,17	0,1

Límite inferior

País	Efecto de la temperatura (medio anual)			
	De RCP 2.6 a RCP 4.5		De RCP 2.6 a RCP 8.5	
	TWh	%	TWh	%
Argentina	0,57	0,3	1,15	0,5
Brasil	2,48	0	4,96	0
Chile	0,01	0,0	0,01	0,0
Colombia	0,02	0,0	0,05	0,0

Efecto de la variación de la temperatura en la demanda de electricidad en los países del Grupo en América Latina (promedio 2030-2050).

Evaluación de los riesgos y oportunidades relacionados con el Plan Estratégico

El proceso de definición de las estrategias del Grupo va acompañado de un análisis preciso de los riesgos y oportunidades asociados a ellas.

La identificación de riesgos y oportunidades dentro del proceso de planificación estratégica e industrial del Grupo Enel está diseñada para abordar el horizonte del Plan de forma integrada.

Aunque la estrategia subyacente al Plan, tal y como se ha descrito anteriormente, prevé una cuidadosa fase de análisis y verificación de las variables y factores de riesgo estratégicos, siguen existiendo hipótesis de escenarios, o supuestos relativos a acontecimientos futuros, que no necesariamente se producirán, en función de variables que no pueden ser controladas por la dirección. Pueden producirse avances tanto al alza como a la baja.

Cada año, antes de la aprobación del Plan Estratégico, se presenta al Comité de Control y Riesgos designado por el Consejo de Administración un análisis cuantitativo de los riesgos y oportunidades relacionados con el posicionamiento estratégico del Grupo. En particular, se identifican factores de riesgo, como las variables macroeconómicas y energéticas (como los tipos de cambio, la inflación, las materias primas y la demanda de electricidad), la regulación, los fenómenos meteorológicos y los riesgos de competencia.

En función de la naturaleza de los factores de riesgo y oportunidad, se elige el modo de análisis que mejor representa su volatilidad. En la práctica, se opta por un análisis de carácter escenográfico, para todas aquellas variables cuya serie histórica de mercados proporciona una estimación robusta para hipotetizar los niveles de correlación y volatilidad representativos de la peligrosidad futura, y un análisis de carácter determinista basado en *what-ifs* relativos a las posibles evoluciones del negocio respecto a los principales factores de riesgo para la ejecución del Plan Industrial.

La validez de los resultados también se controla mediante análisis a posteriori por grupos de riesgo. En 2021, la mayor parte de las subidas y bajadas que se produjeron realmente estaban dentro de los límites estimados por los modelos de riesgo del Plan Estratégico presentado a finales de 2020.

Centrándonos en el análisis de riesgo escenográfico para el Plan Estratégico, los tipos de cambio, la demanda de electricidad y la volatilidad de los precios de la energía y las materias primas representan casi toda la volatilidad. En particular, entre las monedas más impactantes, además del dólar, están el peso chileno, el peso colombiano y el real brasileño. Sin embargo, la estructura del Grupo es tal que el impacto de la volatilidad de las monedas sudamericanas afecta al beneficio neto en porcentajes poco significativos. Debido a la volatilidad de los precios de la energía y las fluctuaciones de las materias primas en los márgenes, Italia y España representan casi toda la exposición.

Si se examinan otros factores de riesgo, como los relacionados con los fenómenos meteorológicos y climáticos, se observa que la diversificación geográfica reduce considerablemente la exposición debida a los recursos renovables, un factor muy positivo teniendo en cuenta el posicionamiento del Grupo y su progresivo crecimiento en el ámbito de las energías renovables. Además, ante el cambio climático, el riesgo relacionado con los acontecimientos "agudos" se gestiona en el marco de las inversiones de adaptación al cambio climático y de la estrategia de seguros del Grupo.

Por lo que respecta a los factores de riesgo estimados en modo determinista, el seguimiento de todos los posibles aspectos normativos es crucial para las posibles subidas y bajadas del Grupo.

En general, las correlaciones entre todos los factores de riesgo crean efectos de diversificación que mitigan significativamente las exposiciones totales.

Gestión de riesgos

El Grupo adopta un modelo de gobernanza de riesgos apoyado en principios (Pilares de Gobernanza de Riesgos) y una taxonomía de riesgos homogénea para el Grupo (catálogo de riesgos).
El gobierno de riesgos del Grupo se basa en un conjunto estructurado y formalizado de elementos definidos y actualizados periódicamente en función de la evolución del Grupo, de la norma internacional de gestión de riesgos ISO 31000 y de las mejores prácticas de gestión de riesgos.

Los pilares de la Gobernanza del Riesgo

Los pilares de la Gobernanza del Riesgo incluyen:

1 Comité de Riesgos del Grupo
creado al más alto nivel y dirigido por el Consejero Delegado del Grupo Enel.

2 Comités de riesgos localizados
en las principales Líneas de Negocio y perímetros geográficos (Países y Regiones), dirigido por el Jefe de la Función correspondiente (Línea de Negocio/Director de País/Región) y coordinado con el Comité de Riesgos del Grupo.

3 Risk Appetite Framework
formalizado expresamente en el catálogo de riesgos del Grupo.

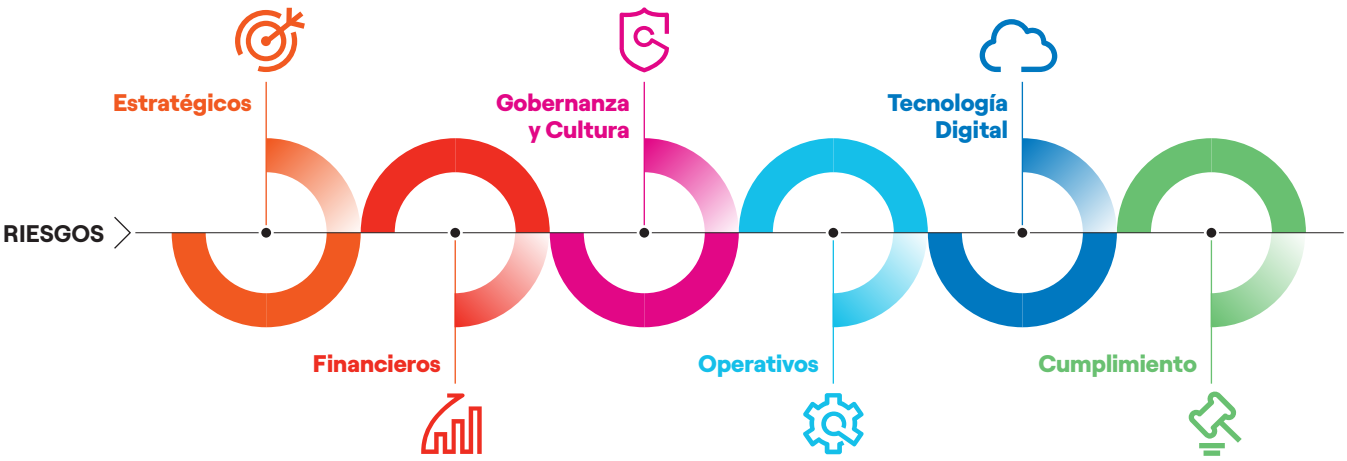
4 Tres líneas de defensa
Asignación clara y definida de funciones y responsabilidades basada en el principio de "3 líneas de defensa" (1 = Dirección, 2 = Control, 3 = Auditoría interna).

5 Sistema de procedimientos organizativos y políticas de riesgo esgo
para definir los procesos relativos a medición, gestión, seguimiento y control de los riesgos más significativos.

6 Sistema de generación de informes
continuo y estructurado por parte de los responsables de la toma de decisiones sobre las exposiciones al riesgo y las métricas, proporcionada a nivel del Grupo, de las Líneas de Negocio y de las áreas geográficas pertinentes.

Catálogo de riesgos

Enel, teniendo en cuenta sus operaciones, adopta una clasificación de los riesgos a los que está expuesta que prevé seis categorías de riesgos: Estratégicos, Financieros, relacionados con la Tecnología Digital, Operativos, de Cumplimiento, de Gobernanza y Cultura.



El catálogo de riesgos sirve de referencia para todas las áreas del Grupo y para todas las estructuras implicadas en los procesos de gestión y seguimiento. La adopción de un lenguaje común facilita el mapeo y la representación orgánica de los riesgos dentro del Grupo, permitiendo así la identificación de aquellos que impactan en los procesos del Grupo y las funciones de las unidades organizativas implicadas en su gestión.

A continuación se describen las seis categorías de riesgo en relación con su impacto en el Grupo, tal y como se recoge en el catálogo de riesgos.

Categoría	Riesgo	Definición
Estratégicos	Cambio climático	Riesgos asociados a iniciativas estratégicas y operativas de adaptación y mitigación del cambio climático inoportunas o inadecuada.
	Panorama de la competencia	Riesgos relacionados con la evolución de las tendencias del mercado que pueden afectar al posicionamiento competitivo del Grupo en los mercados, al crecimiento y a la rentabilidad.
	Innovación	Riesgos derivados de una exploración tecnológica inadecuada, un análisis incorrecto o incompleto de la incertidumbre, la complejidad y la viabilidad de los proyectos innovadores.
	Novedades legislativas y reglamentarias	Riesgos debidos a la evolución adversa del panorama legislativo o reglamentario, no identificados, evaluados y gestionados con prontitud.
	Tendencias macroeconómicas y geopolíticas	Riesgos derivados del deterioro del entorno económico y geopolítico mundial como consecuencia de crisis económicas, financieras, políticas, sociales o macroeconómicas.
	Planificación estratégica y asignación de capital	Riesgos debidos a hipótesis de escenarios que no captan las tendencias emergentes, lo que compromete la aplicación de medidas de mitigación oportunas.
Gobernanza y Cultura	Cultura y ética empresarial	Riesgos relacionados con la inadecuada integración, dentro de los procesos y actividades de la empresa, de los principios éticos, de diversidad y de igualdad de oportunidades definidos por el Grupo.
	Gobierno corporativo	Riesgo asociado a normas de gobierno corporativo ineficaces y/o falta de integridad y transparencia en los procesos de toma de decisiones.
	Reputación	Riesgo de afectar negativamente a la imagen pública del Grupo y de socavar la relación de confianza con los accionistas.
	Partes interesadas	Riesgo de que los principales grupos de interés no se comprometan con el posicionamiento estratégico de Enel en materia de sostenibilidad y objetivos financieros, con posibles efectos negativos en su reputación y competitividad.
Tecnología Digital	Eficacia de las TI	Riesgos atribuibles al apoyo ineficaz de los sistemas informáticos a los procesos y operaciones de la empresa.
	Cyber Security	Riesgos derivados de los ciberataques y el robo de datos sensibles de la empresa y los clientes debido a la falta de seguridad de las redes, los sistemas operativos y las bases de datos.
	Digitalización	Riesgo de llevar a cabo procesos empresariales ineficientes y de incurrir en mayores costes operativos debido a la falta de digitalización en términos de cobertura de los flujos de trabajo, integración de sistemas y adopción de nuevas tecnologías.
	Continuidad del servicio	Riesgos debidos a la exposición de los sistemas de TI/OT a las interrupciones del servicio y a la pérdida de datos.

Categoría	Riesgo	Definición
Financieros	Adecuación de la estructura de capital y acceso a la financiación	Riesgo de que la relación entre la deuda y el patrimonio del Grupo o la combinación entre la deuda a largo y a corto plazo no sea adecuada para respaldar la flexibilidad financiera, permitir el libre acceso a las fuentes de financiación y alcanzar los objetivos de costes de la deuda.
	Tipo de interés	Riesgos atribuibles a las fluctuaciones adversas de los tipos de interés que afectan a los costes de los préstamos o ajustan el valor razonable de los activos y pasivos financieros sensibles.
	Commodities	Riesgos relacionados con tendencias adversas en el mercado de materias primas, movimientos de volatilidad de precios o falta de demanda de materias primas y recursos naturales.
	Tipo de cambio	Riesgos asociados a las variaciones adversas de los tipos de cambio que afectan a los costes e ingresos denominados en moneda extranjera, al ajuste del valor razonable de los activos y pasivos financieros sensibles y a la consolidación de filiales con monedas contables diferentes.
	Crédito y Contrapartes	Riesgos causados por el incumplimiento de las obligaciones contractuales de pago y entrega, el deterioro del crédito, las exposiciones significativas a una sola contraparte o a contrapartes que operan en el mismo sector o área geográfica.
	Liquidez	Impactos potenciales debidos a la incapacidad de cumplir oportunamente sus compromisos financieros a corto plazo, salvo en condiciones económicas desfavorables, o de liquidar activos en los mercados financieros en presencia de restricciones a la desinversión de activos.
Operativos	Protección de activos	Riesgos derivados de una protección ineficaz de los activos del grupo (robo, malversación, mala gestión) y de los activos financieros (seguros, garantías legales).
	Interrupción del negocio	Riesgo de interrupción parcial o total de la interrupción de la actividad como consecuencia de fallos técnicos, mal funcionamiento, errores humanos, sabotajes, indisponibilidad de materias primas o fenómenos meteorológicos adversos.
	Necesidades y satisfacción del cliente	Riesgo asociado al fracaso o a la inadecuada satisfacción de las expectativas y necesidades de los clientes en términos de calidad, accesibilidad, sostenibilidad e innovación.
	Medio Ambiente	Impactos significativos en la calidad del medio ambiente y de los ecosistemas implicados como consecuencia del incumplimiento de la legislación medioambiental.
	Salud y seguridad	Impactos potenciales en las condiciones de salud y seguridad de los empleados y las partes interesadas como resultado del incumplimiento de las leyes de salud y seguridad.
	Propiedad intelectual	Riesgo relacionado con la infracción o el fraude de la propiedad intelectual del Grupo.
	Personas y organización	Impactos atribuibles a las estructuras organizativas o a las competencias internas del personal debido a la ineficacia de los procesos de contratación, formación e incentivos.
	Eficiencia del proceso	Riesgo debido a una gestión y un seguimiento inadecuados de los procesos y las actividades operativas.
	Contratación, logística y cadena de suministro	Posibles efectos causados por actividades inadecuadas de adquisición o gestión de contratos.
	Gestión de la calidad del servicio	Riesgo debido a la incapacidad de terceros/proveedores de servicios internos de cumplir con los niveles de servicio acordados.

Categoría	Riesgo	Definición
Cumplimiento	Cumplimiento contable	Impactos potenciales por violaciones del cumplimiento de las leyes y reglamentos contables internacionales y nacionales debido a la mala aplicación y/o interpretación de las normas contables internacionales adoptadas por el Grupo.
	Cumplimiento de la normativa antimonopolio y derechos de los consumidores	Riesgo relacionado con la violación de las leyes antimonopolio y la normativa sobre derechos de los consumidores.
	Corrupción	Impactos negativos como resultado del fraude o la corrupción por parte de individuos dentro o fuera del Grupo con el fin de obtener una ventaja injusta o ilegal.
	Protección de datos	Riesgos derivados del incumplimiento de la legislación aplicable en materia de protección de datos y privacidad.
	Divulgación externa	Riesgo asociado a la difusión de informes, cuentas, comunicaciones u otros avisos erróneos, inexactos o incompletos.
	Cumplimiento de la normativa financiera	Riesgo asociado a la violación de las leyes y reglamentos financieros internacionales o nacionales.
	Cumplimiento fiscal	Riesgo relacionado con la violación de las leyes y reglamentos fiscales internacionales o nacionales.
	Cumplimiento de otras leyes y reglamentos	Riesgo derivado del incumplimiento de otras normas internacionales, nacionales o locales que no se ha descrito anteriormente (por ejemplo, con respecto a los mercados de la electricidad, la distribución, la generación, la contratación, las autorizaciones, los campos bursátiles y *golden power*, etc.).

Sistema de control interno y gestión de riesgos

Para gestionar eficazmente los riesgos corporativos, Enel ha adoptado un sistema de control interno y gestión de riesgos (el llamado "SCIGR"), actualizado periódicamente, que refuerza el conocimiento del perfil de riesgo y las oportunidades relacionadas.

Este sistema consiste en un conjunto de normas, procedimientos y estructuras organizativas destinadas a permitir la identificación, la medición, la gestión y el seguimiento de los principales riesgos empresariales del Grupo.

El sistema de control interno y gestión de riesgos permite definir —para cada riesgo y según un enfoque integrado— la estrategia de riesgos, las medidas de gestión y control adecuadas, así como el desarrollo y la actualización de métricas, modelos de medición de riesgos y límites de riesgo.

En relación con la epidemia de COVID-19, que se ha extendido desde principios de 2020 y sigue en curso, las acciones tomadas en los últimos años por el Grupo para aumentar su resiliencia ante el escenario pueden aprovechar una sólida posición financiera, la diversificación geográfica y un modelo de negocio integrado capaz de mitigar y hacer frente a los imprevistos y posibles efectos con acciones de mitigación y planes de contingencia.

Riesgos estratégicos

Esta sección está dedicada a la divulgación de los siguientes riesgos estratégicos:

- Novedades legislativas y reglamentarias
- Tendencias macroeconómicas y geopolíticas
- Riesgos y oportunidades estratégicas relacionados con el cambio climático
- Panorama de la competencia

Novedades legislativas y reglamentarias

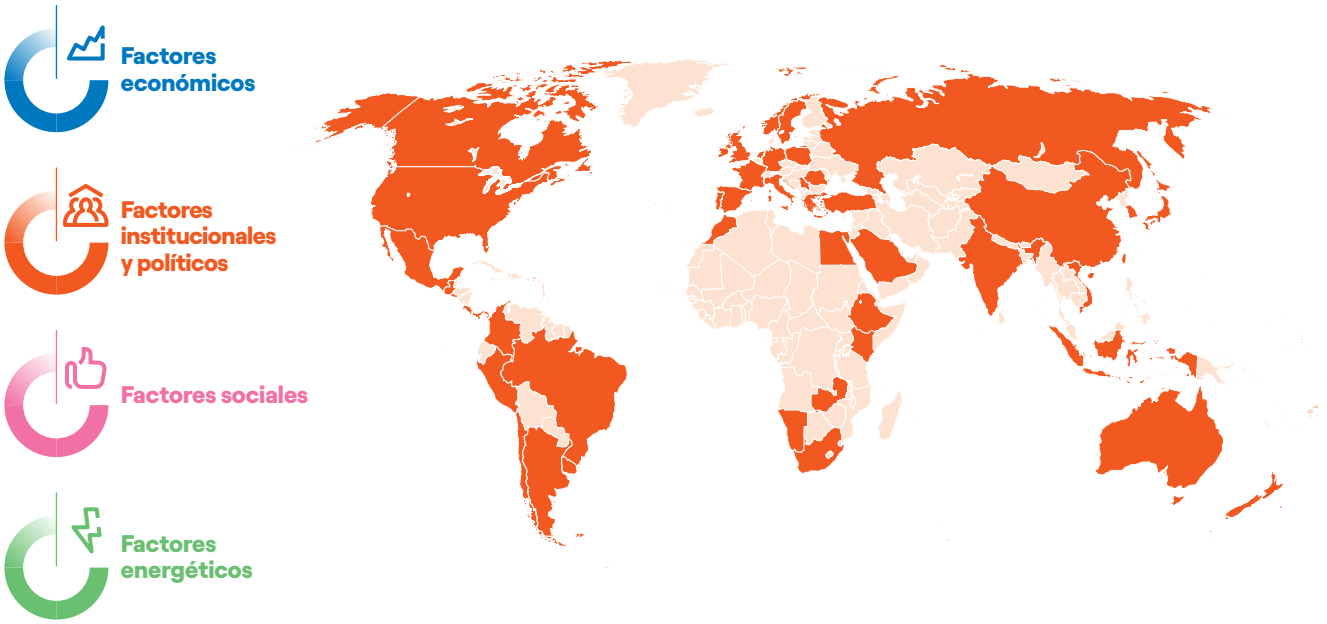
El Grupo opera en mercados regulados y los cambios en las normas de funcionamiento de los distintos sistemas, así como los requisitos y obligaciones que los caracterizan, afectan a la evolución de las operaciones y los resultados del Holding.
En este sentido, se hace un seguimiento constante de las novedades legislativas y reglamentarias, como:

- los procesos de revisión periódica de la normativa en materia de distribución;
- los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, con especial atención a la aceleración prevista en el perímetro italiano, y a las expectativas de evolución en Sudamérica;
- la evolución de los mecanismos de pago por capacidad en el ámbito de la producción.

Ante los riesgos que pueden derivarse de esta evolución, hemos trabajado para intensificar las relaciones con la administración local y los organismos reguladores, adoptando un enfoque basado en la transparencia, la cooperación y la proactividad para abordar y eliminar las fuentes de inestabilidad en el marco legislativo y reglamentario.

Tendencias macroeconómicas y geopolíticas

La fuerte internacionalización del Grupo —ubicado en varias regiones, como Sudamérica, América del Norte, África y Rusia— somete a Enel a la obligación de considerar y evaluar el llamado "riesgo País", compuesto por riesgos de naturaleza macroeconómica y financiera, institucional, social, climática y los asociados al sector energético, cuya ocurrencia podría tener un efecto negativo significativo tanto en los flujos de ingresos como en el valor de los activos corporativos. En este sentido, Enel ha adoptado un modelo de evaluación cuantitativa de *Open Country Risk*, capaz de supervisar con precisión el grado de riesgo de los países de su perímetro.



El *Open Country Risk* es un modelo cuantitativo que amplía la definición más convencional del riesgo país definida en la literatura existente, proporcionando un análisis más completo de los riesgos al incorporar factores económicos, financieros, políticos, climáticos y energéticos.

El modelo de *Open Country Risk* pretende ir más allá de la definición más convencional de riesgo país centrada en la capacidad de un gobierno para pagar su deuda emitida, para ofrecer una visión más amplia de los factores de riesgo que pueden afectar a un país.
En concreto, el modelo se divide en cuatro componentes de riesgo: factores económicos, institucionales y políticos, sociales y energéticos.
Más concretamente, el modelo *Open Country Risk* tiene por tanto la ambición de medir la resistencia económica de cada país, definida como el equilibrio de su posición frente al mundo exterior, la eficacia de las políticas internas, la vulnerabilidad del sistema bancario y de las empresas que pueden presagiar crisis sistémicas, su atractivo en términos de crecimiento económico y, por último, una cuantificación de los fenómenos climáticos extremos como causa de estrés medioambiental y económico (*economic factors* o factores económicos). Además, se evalúa la solidez de las instituciones y el contexto político (*institutional and political factors* o factores institucionales y políticos), se profundiza en el análisis de los fenómenos sociales y los derechos humanos para medir el nivel de bienestar, inclusión y progreso social (*social factors* o factores sociales), la eficacia del sistema energético y su posicionamiento en el proceso de transición energética, factores esenciales para evaluar la sostenibilidad de las inversiones a medio y largo plazo (*energy factors* o factores energéticos).
En concreto, la introducción de eventos climáticos extremos dentro del modelo *Open Country Risk* permite elaborar una evaluación de la evolución de algunos peligros climáticos a nivel de país a escala global de forma homogénea. En el capítulo "Riesgos y oportunidades estratégicas relacionados con el cambio climático" se describe más información sobre los escenarios climáticos y sobre el marco utilizado en el modelo *Open Country Risk*.
Por último, para la parte del análisis relacionada con el proceso de transición energética, el modelo *Open Country Risk* incluye también análisis de riesgos y oportunidades desde una perspectiva de previsión, cuantificando las acciones y el camino seguido por los distintos países. Por ejemplo, el modelo incluye varios factores relacionados con el peso de las fuentes renovables en la generación de energía, el proceso de electrificación y el grado de sostenibilidad medioambiental del sistema energético nacional, que, en conjunto, representan características cruciales para evaluar el potencial de crecimiento y atractivo del país a medio y largo plazo. Para mitigar este riesgo, el modelo apoya los procesos de asignación de capital y evaluación de inversiones. Para apoyar aún más el proceso de evaluación de las inversiones, Enel ha adoptado una metodología, denominada *Total Societal Impact*, que, con un enfoque integrado basado en modelos económicos avanzados, expresa de forma clara y robusta los impactos directos, indirectos e inducidos de las iniciativas de inversión a nivel nacional, regional o local. A través de la cuantificación de métricas internacionalmente normalizadas, el *Total Societal Impact* abarca una amplia gama de indicadores económicos, sociales y medioambientales que son estratégicos para una correcta evaluación de la contribución social y medioambiental de sus proyectos. De hecho, teniendo en cuenta algunos de los indicadores que pueden analizarse, como la contribución al PIB, el aumento de los ingresos de los grupos sociales más débiles, el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono evitadas y la recuperación de materiales al final de su vida útil en una economía circular, está claro que ahora es esencial tener una visión global para evaluar un proyecto determinado en un país concreto con vistas a crear valor compartido para todos.

2021 es el segundo año consecutivo en el que el mundo se enfrenta a una crisis sanitaria causada por COVID-19. Sin embargo, este año las economías de muchos países maduros y en vías de desarrollo lograron una importante recuperación tras un fuerte descenso en 2020, con un crecimiento estimado del PIB mundial de alrededor del 5,8% interanual en 2021. Esto se logró principalmente gracias a las elevadas tasas de vacunación, aunque sigue habiendo una gran heterogeneidad en la cobertura de vacunación entre los países de ingresos altos y bajos, y a las políticas fiscales y monetarias expansivas adoptadas por los gobiernos y los bancos centrales.
Los datos más recientes muestran que las perspectivas de crecimiento en 2022 son menos optimistas y van a desacelerarse en comparación con el año anterior, con un crecimiento del PIB mundial estimado en torno al 4% anual, debido a posibles factores como los brotes de infecciones de COVID-19 desencadenados por la propagación de nuevas variantes a escala mundial, las presiones inflacionistas aún sostenidas con el aumento de los precios de los alimentos y la energía que pueden dar lugar a un desacoplamiento general de las expectativas de inflación de los objetivos perseguidos por los bancos centrales, y las nuevas interrupciones del suministro.
Por último, hay varios factores de riesgo económico y sociopolítico en América Latina que deben ser vigilados con atención. Por ejemplo, el resurgimiento de la pandemia, causado por la propagación de nuevas variantes, puede poner a prueba los sistemas sanitarios de estos países. Los bancos centrales han sido de los más reactivos a la hora de subir los tipos de interés en respuesta a los altos niveles de inflación, y podrían seguir adoptando estas estrategias restrictivas en 2022, lo que supondría un riesgo a la baja para la recuperación económica. Por último, existen riesgos relacionados con los elevados niveles de deuda pública acumulados por los gobiernos en estos dos años de crisis pandémica, y la incertidumbre política vinculada a las elecciones en Brasil y Colombia, y a una posible agenda política demasiado radical del nuevo presidente de Chile, Gabriel Boric.

Riesgos y oportunidades estratégicas relacionados con el cambio climático

Proceso para identificar y gestionar los riesgos relacionados con el cambio climático y acciones para aprovechar las oportunidades

El cambio climático y la transición energética, como se ha comentado en los párrafos anteriores, afectarán a las actividades del Grupo según diversas dinámicas.
Para identificar de forma estructurada y coherente con las recomendaciones del Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) los principales tipos de riesgos y oportunidades y los impactos en el negocio asociados a ellos, se ha adoptado un marco que representa explícitamente las principales relaciones entre las variables del escenario y los tipos de riesgos y oportunidades, indicando los métodos de gestión estratégica y operativa que consideran también las medidas de mitigación y adaptación.
Se identifican dos grandes macrocategorías de riesgos/oportunidades: las derivadas de la evolución de las variables físicas y las derivadas de la evolución de los escenarios de transición. El marco descrito se aplica con una perspectiva de coherencia global, que permite analizar y evaluar el impacto de los fenómenos físicos y de transición en función de escenarios alternativos sólidos, construidos mediante un enfoque cuantitativo y de modelización combinado con un diálogo continuo tanto con las partes interesadas internas como con referencias externas autorizadas.
Los riesgos físicos se dividen en agudos (es decir, eventos extremos) y crónicos: los primeros están vinculados a la aparición de condiciones meteorológicas y climáticas extremas, los segundos a cambios graduales pero estructurales de las condiciones meteorológicas.
Los sucesos extremos exponen al Grupo a: posibles indisponibilidades más o menos prolongadas de activos e infraestructuras, costes de restauración, molestias para los clientes, etc. Los cambios crónicos en las condiciones meteorológicas exponen al Grupo a otros riesgos u oportunidades: por ejemplo, los cambios estructurales en la temperatura podrían provocar variaciones en la demanda de electricidad y efectos en la producción, mientras que las variaciones en la pluviosidad o la ventosidad podrían repercutir en la actividad del Grupo en términos de menor o mayor producibilidad.

En relación con el proceso de transición energética hacia un modelo más sostenible caracterizado por la reducción progresiva de las emisiones de CO_2, existen riesgos y oportunidades relacionados con los cambios en el marco regulatorio y normativo, las tendencias de desarrollo tecnológico y competitivo, la electrificación y la consiguiente dinámica del mercado.

De acuerdo con los escenarios climáticos y de transición utilizados por Enel para definir los riesgos y las oportunidades, se desprende que los principales fenómenos vinculados a la transición comenzarán a ser visibles en función de la adopción de comportamientos por parte de los clientes, de las estrategias industriales de todos los sectores económicos y de las políticas reguladoras. De aquí a 2030, las tendencias de transición serán visibles en función de la evolución del contexto: el Grupo Enel ha optado por guiar y permitir la transición preparándose para aprovechar todas las oportunidades. Como se ha descrito anteriormente, las opciones estratégicas que ya están fuertemente orientadas a la transición energética, con más del 90% de las inversiones dedicadas a mejorar algunos de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, permiten adoptar "por diseño" la mitigación de los riesgos y la maximización de las oportunidades a través de un posicionamiento que tenga en cuenta los fenómenos identificados a medio y largo plazo. Las opciones estratégicas van acompañadas de las mejores prácticas operativas adoptadas por el Grupo.

Marco sobre los principales riesgos y oportunidades

Fenómenos del escenario	Horizonte temporal	Categoría de riesgo y oportunidades	Descripción	Descripción del impacto	Modelo de gestión
Físico agudo	A partir de un breve período (1-3 años)	Eventos extremos	**Riesgo:** eventos climáticos particularmente extremos e intensos.	Eventos extremos pueden causar impactos en términos de daños a los bienes y a la falta de operaciones.	El Grupo adopta las mejores prácticas para gestionar la vuelta a la actividad en el menor tiempo posible. Además, trabaja para implementar planes de inversión para la resiliencia (por ejemplo, en Italia). Con respecto a la actividad de *Risk Assessment* en el ámbito asegurador, el Grupo gestiona un programa de *Loss prevention* para los riesgos *Property*, para la valoración de las principales exposiciones ligadas a los eventos naturales, unidas de actividades de prevención y políticas internas de gestión del riesgo. En el futuro se integrarán en las valoraciones los impactos potenciales derivados de las tendencias debidas a las variaciones del clima más relevantes que se manifestarán a largo plazo.
Físico crónico	A partir de un largo período (2030-2050)	Mercado	**Riesgo/oportunidad:** mayor o menor demanda eléctrica; mayor o menor producción.	La demanda eléctrica se ve influenciada por las altas temperaturas, cuyas oscilaciones pueden impactar el negocio. También la producción de fuentes renovables puede verse influenciada por los cambios estructurales en la disponibilidad de los recursos.	La diversificación geográfica y tecnológica del Grupo hace que los impactos variables (positivos y negativos) de una única variable sean mitigados a nivel global. Para una gestión siempre informada de los fenómenos meteorológicos el Grupo adopta una serie de prácticas como previsiones meteorológicas, monitorización a tiempo real de instalaciones y escenarios climáticos a largo plazo para evaluar variaciones crónicas de la disponibilidad de recursos renovables.
Transición	A partir de un breve período (1-3 años)	Política y regulación	**Riesgo/oportunidad:** políticas sobre el precio y las emisiones de CO_2, incentivos para la transición energética, mayor espacio para la inversión en renovables y regulación en materia de resiliencia.	Los efectos de las políticas en cuanto a transición energética y resiliencia pueden impactar sobre el volumen y el margen de las inversiones.	El Grupo minimiza la exposición al riesgo a través de la descarbonización progresiva de su flota de producción. Las acciones estratégicas del Grupo que concentra las inversiones en renovables, redes y clientes, permiten mitigar los posibles riesgos y disfrutar la posibilidad relacionada con la transición energética. El Grupo aporta una contribución activa en la definición de políticas públicas a través de la actividad de *advocacy*. Estas actividades tienen lugar en plataformas de diálogo con accionistas llamadas "Energy Transition Roadmaps" pensadas para explorar los países en los que Enel construye escenarios de descarbonización nacional en términos ambientales, económicos y sociales.
Transición	A partir de un período medio (2025-2029)	Mercado	**Riesgo/oportunidad:** cambios en el precio de *commodity*, materias primas y energía, evolución del pack energético, cambios en el consumo al por menor, modificación de la estructura competitiva.	Considerando dos escenarios de transición alternativos, el Grupo valora los impactos de las diferentes tendencias con el aumento de peso de las fuentes renovables en el pack energético y la electrificación del consumo final.	El Grupo maximiza las oportunidades gracias a una estrategia orientada a la transición energética, a la electrificación del consumo y al gran desarrollo de la producción renovable.
Transición	A partir de un período medio (2025-2029)	Producto y Servicios	**Oportunidad:** márgenes mayores y más espacio para invertir como consecuencia de la transición en cuanto al transporte eléctrico y las nuevas tecnologías de electrificación y eficacia del consumo final.	Considerando dos escenarios de transición alternativos, el Grupo valora el impacto de las diferentes tendencias de electrificación del consumo.	El Grupo maximiza las oportunidades gracias a un fuerte posicionamiento estratégico sobre los nuevos negocios y servicios "más allá de *commodities*".
	A partir de un período medio (2025-2029)	Tecnología		Frente a la tendencia de penetración de las tecnologías de electrificación y eficiencia, considerando dos escenarios de transición alternativos, el Grupo valora las oportunidades para escalar en los negocios actuales.	El Grupo maximiza las oportunidades gracias a un fuerte posicionamiento estratégico sobre las redes a nivel global.

El marco anterior también pone de manifiesto las relaciones que vinculan los escenarios físicos y de transición con los posibles efectos en la actividad del Grupo.
Estos efectos pueden evaluarse en tres horizontes temporales: el corto-medio plazo (1-3 años) en el que se pueden realizar análisis de sensibilidad a partir del Plan Estratégico presentado a los mercados en 2021; el medio plazo (hasta 2029) en el que se pueden apreciar los efectos de la transición energética; el largo plazo (2030-2050) en el que deberían empezar a manifestarse los cambios estructurales crónicos a nivel climático.
Para facilitar la correcta identificación y gestión de los riesgos y oportunidades relacionados con el cambio climático, en 2021 se publicó una política del Grupo que describe las directrices comunes para evaluar los riesgos y oportunidades del cambio climático. La Política de "Climate change risks and opportunities" define un enfoque compartido para integrar las cuestiones relacionadas con el cambio climático y la transición energética en los procesos y actividades del Grupo, informando así de las decisiones industriales y estratégicas para mejorar la resiliencia del negocio y la creación de valor sostenible a largo plazo, en consonancia con la estrategia de adaptación y mitigación. Las principales etapas consideradas en la Política son las siguientes.

- Dar prioridad a fenómenos y análisis de escenarios. Estas actividades incluyen la identificación de fenómenos físicos y transitorios relevantes para el Grupo y la consiguiente elaboración de escenarios a considerar, procesados mediante el análisis y el tratamiento de datos procedentes de fuentes internas y externas. Para los fenómenos identificados, se pueden desarrollar funciones que vinculen los escenarios (por ejemplo, los datos sobre el cambio de los recursos renovables) con las operaciones empresariales (por ejemplo, el cambio en la producibilidad esperada).
- Evaluación de los impactos. Esto incluye todos los análisis y actividades necesarios para cuantificar los efectos a nivel operativo, económico y financiero, según los procesos en los que se integren (por ejemplo, diseño de nuevas construcciones o evaluación del rendimiento operativo, etc.).
- Acciones operativas y estratégicas. La información procedente de estas actividades se integra en los procesos, informando de las decisiones y actividades empresariales del Grupo. Algunos ejemplos de actividades y procesos que se benefician de ello son la asignación de capital, por ejemplo, para la evaluación de inversiones en activos existentes o nuevos proyectos, la definición de planes de resistencia, las actividades de gestión de riesgos y financiación, y las actividades de ingeniería y desarrollo empresarial.

A continuación se describen las principales fuentes de riesgos y oportunidades identificadas, las mejores prácticas operativas para la gestión de los fenómenos meteorológicos y climáticos y las evaluaciones de impacto cualitativas y cuantitativas realizadas hasta la fecha. Todas estas actividades se llevan a cabo a lo largo del año mediante un esfuerzo continuo de análisis, evaluación y gestión de la información procesada. Tal y como afirma la TCFD, el proceso de divulgación de los riesgos y las oportunidades relacionados con el cambio climático será gradual e incremental de año en año.

La resiliencia de Enel a la transición energética y al cambio climático

Las repercusiones del cambio climático, la evolución tecnológica, el desarrollo de políticas y los cambios en los fundamentos macroeconómicos hacen que sea cada vez más importante definir estrategias empresariales resistentes, es decir, aquellas que puedan soportar los choques externos y, por tanto, absorber las causas de posibles crisis y prosperar cuando las condiciones externas cambien, incluso rápidamente. Por lo tanto, considerar conjuntamente los escenarios de transición energética y de cambio climático es un requisito previo para la planificación a largo plazo.
El conjunto de escenarios de transición y clima ayuda a orientar las decisiones estratégicas e industriales, teniendo en cuenta, por ejemplo, los futuros efectos de la temperatura en la demanda de electricidad, las inversiones necesarias para apoyar la creciente electrificación y descarbonización, la evolución del contexto del mercado y los hábitos de los consumidores. Dado que en su Plan Estratégico Enel centra más del 94% de sus inversiones en la lucha contra el cambio climático a través del aumento progresivo de la generación a partir de fuentes renovables y el desarrollo de infraestructuras y servicios para impulsar los sistemas energéticos y los clientes hacia la electrificación progresiva, al tiempo que prevé una reducción significativa del uso de combustibles fósiles, por diseño las inversiones y actividades del Grupo definen un crecimiento a largo plazo alineado con una transición energética coherente con el Acuerdo de París.

La aplicación de escenarios climáticos a largo plazo permite construir planes de adaptación para la cartera de activos y actividades del Grupo. Los escenarios climáticos se elaboran a partir de la identificación de los fenómenos físicos más relevantes para cada empresa (como las olas de calor, las precipitaciones extremas, el riesgo de incendios, etc.), para producir análisis que proporcionen tanto indicaciones de alto nivel (como índices de riesgo comparables por países) como datos de alta resolución que permitan estudiar los peligros físicos a nivel de cada lugar. El enfoque se aplica tanto a la cartera existente como a las nuevas inversiones. La evaluación de la vulnerabilidad de los activos permite identificar las acciones prioritarias para aumentar la resiliencia.

Fenómenos físicos agudos y crónicos: repercusiones, riesgos y oportunidades empresariales

En cuanto a los riesgos y oportunidades asociados a las variables físicas, y tomando como referencia los escenarios del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), tratamos de evaluar la tendencia de las siguientes variables y los fenómenos operativos e industriales asociados como riesgos y oportunidades potenciales.

Cambios físicos crónicos como fuentes de riesgos y oportunidades

A partir de los escenarios climáticos elaborados en colaboración con el International Centre for Theoretical Physics (ICTP) de Trieste (Italia), no se sabe con certeza si los cambios estructurales se producirán antes de 2030, pero los cambios pueden empezar a aparecer entre 2030 y 2050. Se espera que los principales impactos de los cambios físicos crónicos afecten a las siguientes variables:

Variables afectadas por cambios físicos crónicos

- Demanda de electricidad: cambio en el nivel de la temperatura media con efecto en el aumento y/o disminución potencial de la demanda de electricidad.
- Producción termoeléctrica: cambio del nivel medio y de la temperatura de mares y ríos con efecto sobre la producción termoeléctrica.
- Producción hidroeléctrica: cambios en el nivel medio de precipitaciones y nevadas y en las temperaturas con un potencial aumento y/o disminución de la producción hidroeléctrica.
- Producción solar: cambio en el nivel medio de la irradiación solar, la temperatura y la pluviometría con un potencial aumento y/o disminución de la producción solar.
- Producción eólica: cambio en el nivel medio de viento con aumento y/o disminución potencial de la producción eólica.

En cuanto a los efectos de los cambios físicos crónicos, el Grupo trabajará para estimar mejor las relaciones entre los cambios en las variables físicas y el cambio en la producibilidad en relación con las plantas individuales para diferentes tecnologías.

Como parte de la evaluación de los efectos del cambio climático a largo plazo, se identificaron los eventos crónicos relevantes para cada tecnología y se iniciaron los análisis de sus impactos en términos de fabricabilidad.

Relevancia

● Alta prioridad ● Baja prioridad ● No relevante

Evento →	Lluvia/ nieve	Viento	Radiación	Nivel del mar	Temperatura del aire	Temperatura ríos/mar
Termoeléctrica	○	○	○	●	●	●
Solar	●	○	●	○	●	○
Eólica	○	●	○	○	○	○
Hidroeléctrica	●	○	○	○	●	○
Almacenamiento	●	○	○	○	●	○
Geotérmica	●	○	○	○	●	○
Infrastructure and Networks	En curso de evaluación					
Enel X	●	○	●	○	●	○

Los primeros datos del escenario muestran que los cambios estructurales crónicos en las tendencias recientes de las variables físicas se manifestarán de forma significativa a partir de 2030. Sin embargo, para tener una estimación indicativa de los impactos potenciales, y para incluir la posible anticipación de los efectos crónicos, es posible realizar una prueba de estrés del Plan Industrial sobre los factores potencialmente afectados por el escenario físico, prescindiendo de una relación directa con las variables climáticas. Por supuesto, esta prueba de resistencia tiene una probabilidad de ocurrencia extremadamente baja basada en los acontecimientos históricos y la diversificación geográfica. Las variables examinadas son: la demanda de electricidad (+/- 1% anual), cuyas variaciones tienen impactos potenciales en los negocios de generación y de venta al por menor, se ha estresado al mismo tiempo en todos los países en los que opera el Grupo; la producibilidad de las plantas renovables (+/- 10% anual), cuyas variaciones tienen impactos potenciales en el negocio de generación, se ha estresado por separado a nivel de tecnología individual en el perímetro global. Los datos mostrados se refieren al efecto de un solo año para una sola tecnología de generación e incluyen los efectos del volumen y del precio.

Horizonte temporal
Corto (hasta 3 años)
Medio (hasta 2030)
Largo (2030-2050)

Downside scenario de las políticas actuales ▼ ●

Upside scenario de las políticas actuales ▲ ●

Fenómenos de escenarios	Categoría de riesgo y oportunidad	Descripción	Horizonte temporal	Descripción del impacto	GBL afectads	Perímetro	Cuantificación – Tipología de impacto	*Upside/ Downside*	Cuantificación – rango		
									< 100 M€	100-300 M€	> 300 M€
Físico crónico	Mercado	**Riesgo/ oportunidad:** mayor o menor demanda eléctrica.	Corto	La demanda eléctrica se ve influenciada por la temperatura, cuya oscilación puede impactar en el negocio. Aunque no se espera que se produzcan cambios estructurales a corto y medio plazo, para evaluar la sensibilidad de los resultados del Grupo a posibles cambios de temperatura, se utilizan análisis de sensibilidad con respecto a cambios en la demanda de electricidad de +/- 1% del total del Grupo.	Enel Green Power and Thermal Generation e Infrastructure and Networks	Grupo	EBITDA/año	+1% ▲	●		
								-1% ▼	●		
Físico crónico	Mercado	**Riesgo/ oportunidad:** mayor o menor producción renovable.	Corto	La producción renovable también está influenciada por la disponibilidad de recursos, cuyas fluctuaciones pueden tener un impacto en el negocio. Aunque no se espera que se produzcan variaciones estructurales a corto y medio plazo, se utilizan análisis de sensibilidad para evaluar la sensibilidad de los resultados del Grupo a posibles variaciones de la temperatura, con respecto a variaciones en la producción de electricidad de +/- 10% al año en una sola tecnología.	Enel Green Power and Thermal Generation	Producción hidroeléctrica del Grupo	EBITDA/año	+10% ▲		●	
								-10% ▼		●	
						Producción eólica del Grupo	EBITDA/año	+10% ▲	●		
								-10% ▼	●		
						Producción solar del Grupo	EBITDA/año	+10% ▲	●		
								-10% ▼	●		

Análisis preliminares sobre el impacto del cambio climático crónico en la generación renovable

Se han realizado análisis preliminares para traducir el cambio climático crónico en impactos sobre la producibilidad de las principales tecnologías renovables del Grupo: eólica, solar e hidroeléctrica.
Se seleccionaron dos emplazamientos piloto para cada tecnología, en función de su ubicación geográfica y de la disponibilidad de datos históricos del emplazamiento, para los que se calculó una función de enlace a partir de los datos observados para traducir las tendencias de las variables climáticas en información sobre la producción. A continuación, esta función se aplicó a los datos de la proyección climática para estimar la diferencia de la producción prevista en 2030-2050 en comparación con los datos históricos.

A continuación se exponen los resultados obtenidos de estos primeros análisis en los centros piloto.

	Lugar piloto	Parámetros de entrada	Resultados
		Variables climáticas utilizadas para el cálculo de la función de enlace: velocidad del viento, densidad del aire **Frecuencia temporal:** mensual **Horizonte temporal:** 2030-2050 *vs* Hist	**Lugar 1:** producible en línea con el historial del escenario RCP 2.6 y en ligera disminución en los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5 **Lugar 2:** producible estable en los escenarios RCP 2.6 y RCP 4.5 y en ligero aumento en el RCP 8.5
		Variables climáticas utilizadas para el cálculo de la función de enlace: Global Horizontal Irradiance (GHI) **Frecuencia temporal:** diario **Horizonte temporal:** 2030-2050 *vs* Hist	No se han destacado variaciones relevantes para el negocio en ambos puntos analizados
		Variables climáticas utilizadas para el cálculo de la función de enlace: precipitaciones, temperatura **Frecuencia temporal:** mensual **Horizonte temporal:** 2030-2050 *vs* Hist	Para ambos puntos el producible medio permanece estable en el escenario RCP 2.6, mientras disminuye ligeramente en el escenario RCP 8.5

Con un lieve crecimiento o una lieve disminución se indica una variación que no supera el ±5%.

Cambios físicos agudos como fuentes de riesgos y oportunidades

En cuanto a los fenómenos físicos agudos (eventos extremos), la intensidad y la frecuencia de los fenómenos físicos extremos pueden causar daños físicos significativos e inesperados a los activos y externalidades negativas relacionadas con la interrupción del servicio.
En el contexto de los escenarios del cambio climático, el componente físico agudo desempeña un papel importante en la definición de los riesgos a los que está expuesto el Grupo, tanto por la amplia diversificación geográfica de su cartera de activos como por la importancia primordial de los recursos naturales renovables en la generación de energía.
Los fenómenos físicos agudos, en los distintos casos como las tormentas de viento, las inundaciones, las olas de calor, las heladas, etc., se caracterizan por una intensidad considerable y una frecuencia de aparición que no es elevada a corto plazo, pero que, considerando los futuros escenarios climáticos a medio y largo plazo, ve una clara tendencia al alza.
Por lo tanto, el Grupo, por las razones descritas anteriormente, ya tiene que gestionar el riesgo derivado de eventos extremos a corto plazo. Al mismo tiempo, la metodología también se está ampliando a horizontes temporales más largos (hasta 2050) según los escenarios de cambio climático identificados (RCP 8.5, 4.5 y 2.6).

Metodología de evaluación del riesgo de eventos agudos
Para cuantificar el riesgo derivado de los eventos agudos, el Grupo se remite a una metodología bien establecida de

análisis del riesgo catastrófico, utilizada en el sector de los seguros y también en los informes del IPCC[16]. A través de sus propias unidades de negocio de seguros y de la compañía de seguros cautiva Enel Insurance NV, el Grupo gestiona las diferentes fases relacionadas con los riesgos derivados de las catástrofes naturales: desde la evaluación y cuantificación hasta la correspondiente cobertura para minimizar los impactos.

La metodología es aplicable a todos los fenómenos extremos que pueden analizarse, como las tormentas de viento, las olas de calor, los ciclones tropicales, las inundaciones, etc. En todos estos tipos de catástrofes naturales, sin embargo, se identifican tres factores independientes, que se describen brevemente a continuación:

- La probabilidad de que se produzca el suceso (denominado *hazard*), es decir, su frecuencia teórica a lo largo de un período de tiempo determinado: el *tiempo de retorno*. En otras palabras, un evento catastrófico que tiene, por ejemplo, un tiempo de retorno de 250 años implica que tiene una probabilidad del 0,4% de ocurrir en un año. Esta información, necesaria para evaluar el nivel de frecuencia del suceso, se asocia después a su distribución geográfica con respecto a los diferentes lugares en los que están presentes los activos de la cartera.

  Para ello, el Grupo adopta la herramienta de los mapas de peligrosidad que asocian, para los diferentes tipos de catástrofes naturales, cada punto geográfico del mapa global con la correspondiente estimación de la frecuencia asociada al evento extremo. Esta información, organizada en bases de datos georreferenciadas, puede ser proporcionada por compañías globales de reaseguro, consultorías meteorológicas o instituciones académicas.

- La vulnerabilidad, que, en términos porcentuales, indica cuánto valor se pierde y/o se daña cuando se produce una catástrofe. Por lo tanto, en términos más específicos, se puede hacer referencia a los daños en los activos tangibles, a la repercusión en la continuidad de la producción y/o distribución de electricidad, o incluso a la prestación de los servicios de electricidad ofrecidos al cliente final.

  El Grupo, especialmente en caso de daños en sus activos, realiza y promueve análisis de vulnerabilidad específicos para cada tecnología de su cartera: centrales solares, eólicas e hidroeléctricas, redes de transmisión y distribución, subestaciones primarias y secundarias, etc. Estos análisis, por supuesto, se centran en los eventos extremos que tienen mayor impacto en los diferentes tipos de tecnologías, por lo que, de esta manera, se define una especie de matriz que asocia los eventos catastróficos naturales individuales con el correspondiente tipo de activo que se ve significativamente impactado.

- La exposición es el conjunto de valores económicos, presentes en la cartera del Grupo, que pueden tener impactos no despreciables en presencia de eventos naturales catastróficos. También en este caso, las dimensiones de los análisis son específicas para las diferentes tecnologías de producción, los activos de distribución y los servicios al cliente final.

La combinación de los tres factores descritos anteriormente (*hazard*, vulnerabilidad y exposición) constituye el elemento fundamental para evaluar el riesgo derivado de los fenómenos extremos. En este sentido, con respecto a los escenarios del cambio climático, el Grupo diferencia sus análisis de riesgo en función de las especificidades de los distintos horizontes temporales asociados. El siguiente cuadro resume el esquema adoptado para la evaluación de los impactos derivados de los fenómenos físicos agudos.

Horizonte temporal	*Hazard*	Vulnerabilidad	Exposición
A corto plazo (1-3 años)	Mapas de *hazard* basados en datos históricos y modelos meteorológicos	La vulnerabilidad, al estar relacionada con el tipo de acontecimiento extremo, las características específicas del tipo de daño y los requisitos técnicos de la tecnología considerada, es esencialmente independiente de los horizontes temporales	Valores del Grupo a corto plazo
A largo plazo (hasta 2050 y/o 2100)	Mapas de *hazard* y estudios específicos para los diferentes escenarios climáticos RCP del IPCC		Valores del Grupo en su evolución a largo plazo

(16) L. Wilson, "Industrial Safety and Risk Management". University of Alberta Press.
T. Bernold. "Industrial Risk Management". Elsevier Science Ltd.
Kumamoto, H. and Henley, E. J., 1996, Probabilistic Risk Assessment And Management For Engineers And Scientists, IEEE Press, ISBN 0-7803100-47.
Nasim Uddin, Alfredo H.S. Ang. (eds.), 2012, Quantitative risk assessment (QRA) for natural hazards, American Society of Civil Engineers CDRM Monograph no. 5.
UNISDR, 2011. Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development. United Nations International Strategy for Disaster Reduction. Geneva, Switzerland.
Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation - A Special Report of Working Groups I-II of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA.

Por lo tanto, en el caso de la vulnerabilidad de los activos dentro de la cartera, se ha definido una tabla de priorización de los impactos de los principales eventos extremos en las diferentes tecnologías, en colaboración con las correspondientes Líneas de Negocio Globales del Grupo.

Relevancia

● Alta prioridad ● Baja prioridad ○ No relevante

Evento / Tecnología	Olas de calor	Inundaciones/ prec. intensas	Nieve húmeda/ intensa	Granizo	Tormentas de viento y ciclones	Incendios	Rayos
Termoeléctrica	●	●	○	○	●	●	En curso de evaluación
Solar	●	●	●	●	●	●	En curso de evaluación
Eólica	●	●	●	●	●	●	En curso de evaluación
Hidroeléctrica	●	●	●	○	●	○	●
Almacenamiento	●	●	●	●	●	●	En curso de evaluación
Geotérmica	○	○	○	○	○	●	En curso de evaluación
Infrastructure and Networks	●	●	●	●	●	●	●
Enel X	●	●	●	●	●	●	En curso de evaluación

El evento "Nieve húmeda/intensa" incluye una manga de hielo relevante para Infraestructuras y Redes.

Gestión del riesgo de eventos extremos a corto plazo

En el horizonte a corto plazo (1-3 años), el Grupo, además de lo expuesto anteriormente en cuanto a la evaluación y cuantificación del riesgo, pone en marcha acciones encaminadas a reducir los impactos que puede sufrir el negocio como consecuencia de eventos catastróficos extremos. En este sentido, se pueden distinguir dos tipos principales de acciones: la definición de una cobertura de seguro eficaz y las diversas actividades de adaptación al cambio climático, relacionadas con la prevención de los daños que podrían derivarse de los fenómenos extremos. Las características generales de estas acciones se ilustran a continuación y, naturalmente, en el caso de las actividades de adaptación para la prevención y mitigación de daños, se hará referencia específica a las Líneas de Negocio Globales de Generación e Infraestructuras y Redes del Grupo.

Impacto de los eventos físicos agudos en el Grupo

El Grupo Enel cuenta con una cartera bien diversificada en términos de tecnologías, distribución geográfica y tamaño de los activos y, en consecuencia, la exposición de la cartera a los riesgos naturales también está diversificada. El Grupo aplica diversas medidas de mitigación de riesgos que, como se describirá más adelante, incluyen tanto la cobertura de seguros como otras acciones de gestión y operativas destinadas a reducir aún más el perfil de riesgo de la empresa.
De hecho, las pruebas empíricas muestran efectos insignificantes de tales riesgos, como demuestran los datos de los últimos cinco años. Considerando los eventos más relevantes, definidos como eventos con un impacto bruto >10 millones de euros, el impacto bruto acumulado asciende a ~270 millones de euros, lo que representa menos del 0,14% de los valores asegurados del Grupo hasta 2022, o ~202.000 millones de euros, la mayor parte de los cuales se recuperan a través de los pagos de seguros.

Los seguros en el Grupo Enel

Cada año, el Grupo define programas globales de seguros para sus negocios en los distintos países en los que opera. Los dos programas principales, en términos de amplitud de cobertura y volúmenes, son los siguientes:

- el Programa Property para lo que se refiere a los daños materiales que puedan sufrir los bienes y la consiguiente interrupción de la actividad. Así, además del coste de reconstrucción del activo (o de partes del mismo), también se remuneran las pérdidas económicas debidas a su inactividad en términos de producción y/o distribución de electricidad, dentro de los límites y condiciones definidos en las pólizas;
- el Programa Liability que cubre los daños a terceros, incluidos los derivados del impacto de acontecimientos extremos en los activos y la actividad del Grupo.

Partiendo de una evaluación eficaz de los riesgos, es posible definir los límites y las condiciones de seguro adecuadas dentro de las pólizas de cobertura, y esto también se aplica en el caso de los fenómenos naturales extremos, vinculados al cambio climático. De hecho, en este último caso los impactos en el negocio pueden ser considerables pero, como ocurrió en casos anteriores y en diferentes lugares del mundo, el Grupo ha demostrado una absoluta capacidad de recuperación, gracias a los amplios límites de cobertura de los seguros que son también consecuencia de una sólida estructura de reaseguro, frente a la compañía cautiva del Grupo, Enel Insurance NV.

En este contexto de cobertura aseguradora eficaz, no son menos importantes las acciones que el Grupo lleva a cabo en el ámbito de la prevención del mantenimiento de los activos de generación y distribución de electricidad. Si, por un lado, los efectos de estas actividades tienen una repercusión inmediata en la mitigación de los impactos debidos a los fenómenos extremos, por otro lado son una condición necesaria para optimizar la financiación de los riesgos y minimizar, en comparación con el mercado de los seguros, los costes de sus programas de cobertura global, incluido el riesgo relacionado con los fenómenos naturales catastróficos. Esta estrategia de adaptación se traduce en estrategias y acciones de gestión, no solo en el sector de los seguros, que cambian en función de las condiciones; por ejemplo, el Grupo ha conseguido esterilizar una gran parte de la tendencia al alza de las primas en los mercados de seguros mediante cambios en las políticas de retención de riesgos sobre los activos, así como mediante políticas internas de transferencia de riesgos que premian a las Líneas de Negocio más virtuosas desde el punto de vista de la mitigación de riesgos. En esta perspectiva, el método y la información extraída del análisis de los eventos *ex post*, que permiten definir procesos y prácticas para la mitigación de eventos similares en el futuro, juegan un papel crucial.

Actividades de adaptación al cambio climático en el Grupo Enel

El Grupo aplica soluciones de adaptación a los fenómenos meteorológicos y climáticos, con el fin de gestionar eficazmente los fenómenos crónicos y agudos de interés para cada actividad y Línea de Negocio.

Las soluciones de adaptación pueden referirse tanto a acciones a corto plazo como a decisiones a largo plazo, como la planificación de inversiones en respuesta a los fenómenos climáticos. Las actividades de adaptación también incluyen procedimientos, políticas y mejores prácticas.

En el caso de las nuevas inversiones, también se pueden tomar medidas ya en la fase de diseño y construcción para reducir el impacto de los riesgos climáticos mediante el diseño (por ejemplo, a través de evaluaciones de riesgo y vulnerabilidad en la fase de diseño), y para tener en cuenta los posibles efectos crónicos (por ejemplo, la inclusión de escenarios climáticos en las estimaciones de recursos renovables a largo plazo).

Una vez identificados los fenómenos meteorológicos y climáticos de interés, las actividades implementadas para maximizar la capacidad de adaptación pueden clasificarse de la siguiente manera:

- prevención y gestión de eventos adversos: procedimientos para prepararse con antelación ante acontecimientos extremos (por ejemplo, adquisición de datos de previsión meteorológica a corto plazo y formación) y procedimientos para restablecer la actividad normal en el menor tiempo posible (por ejemplo, definición de los procedimientos operativos y organizativos que se aplicarán en caso de acontecimientos críticos);
- mejora de la resiliencia de los activos: actividades y acciones destinadas a aumentar la resiliencia de los activos, como la evaluación cuantitativa de los posibles riesgos agudos y crónicos para definir mejor tanto los requisitos de diseño como las acciones que deben aplicarse en los activos existentes.

La siguiente tabla ofrece un resumen de alto nivel que pretende representar el tipo de acciones que Enel implementa para la correcta gestión de los eventos adversos y para aumentar la resiliencia a los fenómenos meteorológicos y su evolución debido al cambio climático. En los siguientes apartados se describen con más detalle algunas actividades.

Línea de Negocio	A. Prevención y gestión de eventos adversos	B. Mejorar la resiliencia de los activos
Enel Green Power and Thermal Generation	**Activos existentes** 1. Gestión de incidentes y eventos críticos 2. Planes y procedimientos de gestión de emergencias específicos del lugar 3. Herramientas específicas para la previsión de eventos extremos inminentes	**Activos existentes** 1. Directrices para la evaluación del riesgo y el diseño de la tecnología hidráulica 2. Procesos de "Lesson learned feedback" de O&M a E&C y BD **Nuevas construcciones** Además de lo que se ha hecho para los activos existentes: 1. *Climate Change Risk Assessment* (CCRA) incluidos en los documentos de impacto ambiental (piloto)
Global Infrastructure and Networks	**Activos existentes** 1. Estrategias y directrices sobre las acciones de *Risk Prevention, Readiness, Response, Recovery* sobre la red de distribución 2. Directrices globales de Infraestructura y Redes para la gestión de emergencias y eventos críticos 3. Medidas de prevención de riesgos y preparación en caso de incendio en las instalaciones eléctricas (líneas, transformadores, etc.)	**Activos existentes y nuevas construcciones** 1. Directrices para la definición de planes para aumentar la resiliencia de las redes (por ejemplo, "Network Resilience Enhancement Plan" de e-distribuzione)
Enel X	**Activos existentes** 1. Enel X *Critical Event Management* 2. e-Mobility: directrices para el mantenimiento y la supervisión de los activos (reparación o sustitución de la infraestructura de recarga)	**Activos existentes** 1. e-Mobility: programa de mejora continua (*Continuous Improvement*)

Actividades de adaptación – Generación

En cuanto a la generación, a lo largo del tiempo el Grupo ha llevado a cabo tanto acciones específicas en lugares concretos como ha establecido actividades y procesos de gestión *ad hoc*.

Entre las acciones realizadas en sitios específicos en los últimos años se encuentran, por ejemplo:

- mejora de los sistemas de gestión del agua de refrigeración de algunas centrales para compensar los fenómenos derivados del descenso de los ríos, como el del Po en Italia;
- intervenciones tecnológicas específicas ("fogging systems") para mejorar el flujo de aire de entrada y compensar la reducción de potencia debida al aumento de la temperatura ambiente en las CCGT;
- instalación de bombas de drenaje, elevación del terraplén, limpieza periódica de los canales e intervenciones para reforzar los terrenos adyacentes a las plantas contra los desprendimientos y para mitigar los riesgos de inundación;
- reevaluación periódica de escenarios de inundación para centrales hidroeléctricas mediante simulaciones numéricas. Los escenarios desarrollados se gestionan con acciones de mitigación e intervenciones en obras civiles, presas y obras de captación.

Para la correcta gestión de los fenómenos meteorológicos adversos en la generación de energía, el Grupo adopta una serie de buenas prácticas como:

Prácticas de Grupo para la gestión de los fenómenos meteorológicos en la generación

Áreas principales:

Maintenance

O&M Operation

- previsiones meteorológicas para controlar la disponibilidad de recursos renovables y la aparición de fenómenos extremos, con sistemas de alerta para garantizar la protección de personas y bienes;
- simulaciones hidrológicas, estudios del terreno (también con drones), seguimiento de posibles vulnerabilidades mediante sistemas digitales GIS (por sus siglas en inglés, Sistema de Información Geográfica) y mediciones por satélite;
- seguimieento avanzado de más de 100.000 parámetros (con más de 160 millones de mediciones históricas) medidos en presas y obras hidroeléctricas civiles;
- supervisión a distancia en tiempo real de las instalaciones de generación de electricidad;
- *safe rooms* en zonas expuestas a tornados y huracanes, como los parques eólicos de Oklahoma (EE. UU.);
- adopción de directrices específicas para la realización de estudios hidrológicos e hidráulicos desde las primeras fases de desarrollo, con el fin de evaluar los riesgos internos de la central y hacia las zonas exteriores a la misma, con la aplicación en la fase de diseño de las obras de drenaje y mitigación del principio de invariabilidad hidráulica;

Dams and Hydraulic Infrastructure Safety

Critical Event Management

- verificación de las tendencias climáticas potenciales para los parámetros clave del proyecto con el fin de tenerlas en cuenta a la hora de dimensionar los sistemas de los proyectos pertinentes (por ejemplo, evaluaciones de la temperatura de la fuente fría para garantizar una mayor flexibilidad en la refrigeración en las nuevas CCGT) y las obras civiles específicas (por ejemplo, evaluaciones de las precipitaciones para el diseño de los sistemas de drenaje en las plantas solares);
- estimación de las velocidades extremas del viento mediante bases de datos actualizadas que contienen registros históricos y trayectorias de huracanes y tormentas tropicales, lo que permite seleccionar la tecnología de aerogeneradores más adecuada según las condiciones.

Además, con el fin de reaccionar con prontitud ante acontecimientos adversos, el Grupo adopta procedimientos específicos para la gestión de emergencias con protocolos de comunicación en tiempo real, planificación y gestión de todas las actividades para restablecer las operaciones en poco tiempo y listas de comprobación estándar para la evaluación de los daños y el retorno seguro al servicio en todas las plantas en el menor tiempo posible. Una de las soluciones para minimizar los impactos de los fenómenos climáticos es el proceso de retroalimentación de *Lesson Learned Feedback*, que es implementado por las funciones técnicas y se rige por el modelo operativo existente e influye en los proyectos futuros.

Actividades de adaptación – Infraestructuras y Redes

En la Línea de Negocio de Infraestructuras y Redes, el Grupo Enel, para hacer frente a los fenómenos climáticos extremos, ha adoptado un enfoque denominado "4R" que, en una Política adecuada (cuyo objetivo es garantizar una estrategia innovadora para la resiliencia de las redes de distribución), define las medidas que deben adoptarse tanto en la fase de preparación para una emergencia en la red, como para un rápido restablecimiento del servicio a posteriori, es decir, una vez que los fenómenos climáticos han causado daños en los activos y/o desconexiones. La estrategia 4R se divide en cuatro fases:

- *Risk Prevention*: incluye acciones para reducir la probabilidad de perder elementos de la red debido a un evento y/o para minimizar sus efectos, es decir, tanto intervenciones para aumentar la robustez de la infraestructura como intervenciones de mantenimiento;
- *Readiness*: incluye todas las acciones encaminadas a mejorar la puntualidad con la que se identifica un evento potencialmente crítico, a asegurar la coordinación con la Protección Civil y las instituciones locales, y a proporcionar los recursos necesarios una vez que se ha producido una interrupción en la red;
- *Response*: representa la fase en la que se evalúa la capacidad operativa para hacer frente a una emergencia en caso de evento extremo, directamente relacionada con la capacidad de movilización de recursos operativos sobre el terreno y la posibilidad de realizar maniobras de repotenciación por control remoto a través de conexiones de respaldo resilientes;
- *Recovery*: es la última fase, en la que el objetivo es devolver la red, lo antes posible, a las condiciones normales de funcionamiento, en los casos en los que el fenómeno meteorológico extremo ha provocado interrupciones del servicio a pesar de todas las medidas de mejora de la resiliencia adoptadas anteriormente.

La Línea de Negocio, siguiendo este enfoque, ha preparado varias Políticas sobre acciones específicas destinadas a tratar los diversos aspectos y riesgos inherentes al cambio climático, en particular:

Guidelines for Readiness Response and Recovery actions during emergencies

Una política sobre las tres últimas fases del enfoque 4R establece directrices y medidas para mejorar las estrategias de preparación, mitigar el impacto de los cortes totales y, por último, restablecer el servicio al mayor número posible de clientes en el menor tiempo posible.

Guideline for Network Resilience Enhancement Plan

Una política específica tiene como objetivo identificar los eventos climáticos extraordinarios que tienen mayor impacto en la red, evaluar los KPI específicos de la red AS-IS y mejorarlos a partir de las intervenciones propuestas para poder evaluar el orden de prioridad. De este modo, se seleccionan las acciones que, una vez aplicadas, minimizan el impacto en la red de eventos extremos especialmente críticos en una zona/región determinada. Por lo tanto, la política se encuentra en las dos primeras fases del enfoque 4R, sugiriendo medidas sobre *Risk Prevention* y *Readiness*.

En Italia, esta política se traduce en el Plan de Resiliencia que e-distribuzione elabora anualmente desde 2017, y que representa un apéndice al Plan de Desarrollo en el que se prevén inversiones *ad hoc*, en un horizonte de 3 años, destinadas a reducir el impacto de eventos extremos pertenecientes a determinados *clusters* críticos: olas de calor, carga de hielo y tormentas de viento (caída de árboles altos). Ya se han invertido unos 520 millones de euros en el período 2017-2020, y también se utilizarán otros 345 millones de euros en los tres años siguientes, según se especifica en la adenda del Plan para 2021-2023. En respuesta a estos riesgos, se han planificado inversiones, como la sustitución selectiva de los conductores desnudos por cable aislado, en algunos casos el soterramiento de los cables, o soluciones que proporcionan rutas de alimentación que no son vulnerables a los fenómenos mencionados.
Al igual que en Italia, se están estudiando cuestiones similares en otros países, tanto en Europa como en Sudamérica, con el fin de preparar un proceso de planificación de inversiones *ad hoc* que pueda aumentar la resiliencia de las redes ante eventos extremos, siempre teniendo en cuenta las diferentes características de cada zona.

Measures for Risk Prevention and Preparation in case of wildfires affecting the electrical installations

Una política dedicada al riesgo de incendios define un enfoque integrado de gestión de emergencias aplicado al fenómeno de incendios forestales, tanto en los casos en que se originan por fenómenos externos a las redes como en los casos, aunque muy leves, en que son causados por las propias redes y, en cualquier caso, son potencialmente peligrosos para las plantas de Enel. El documento proporciona directrices, que deben aplicarse en las diferentes situaciones de presencia, para identificar las zonas/plantas de riesgo, definir las medidas de prevención específicas (por ejemplo, la evaluación de los planes de mantenimiento específicos y las posibles intervenciones de refuerzo) y, en caso de que se produzca un incendio, gestionar la emergencia de forma óptima para limitar su impacto y restablecer el servicio lo antes posible.

Acciones de apoyo

Implantación de sistemas de previsión meteorológica, de seguimiento del estado de la red y de evaluación del impacto de los fenómenos climáticos críticos en la red, preparación de planes operativos y organización de ejercicios adecuados. En este sentido, cobran especial importancia los acuerdos preventivos para la movilización de recursos extraordinarios —previamente identificados para hacer frente a la emergencia— tanto internos como de empresas contratantes. Por ejemplo, en Italia, empezamos con ensayos de sensores de línea de área en zonas especialmente expuestas a los fenómenos de nieve y viento (proyecto Newman).

Además, no solo para evaluar las emergencias meteorológicas a corto y medio plazo, sino también ante el cambio climático al que estamos asistiendo, partiendo de la cartografía de los fenómenos relevantes a nivel global, Infraestructuras y Redes está realizando análisis de riesgos climáticos específicos en los países en los que está presente, para asociar cada fenómeno a un nivel de riesgo y priorizar las zonas más expuestas.

De hecho, Infraestructuras y Redes colabora con los principales institutos de investigación para analizar la tendencia de los fenómenos más críticos en los distintos países en los que opera, con el fin de estimar el impacto futuro en la red a medio y largo plazo. Se aportan algunos ejemplos:

Fuertes lluvias/tormentas de viento

- En el transcurso de 2021, se inició una selección de socios externos para investigar los escenarios de la evolución del fenómeno de las lluvias intensas en diferentes países. Por ejemplo, para el fenómeno de la ciclogénesis explosiva en España, se ha realizado una recopilación preliminar de los eventos con mayor impacto en la red, siguiendo la política de mejora de la resiliencia de la red, que servirá de base para los posteriores análisis detallados a partir de 2022.

Olas de calor

- En 2021 se siguió investigando el fenómeno de la ola de calor, que ya ha proporcionado los primeros resultados para el perímetro de Italia en 2020, en los demás

países de presencia. Este acontecimiento crítico se caracteriza por la persistencia durante varios días de altas temperaturas en correspondencia con la ausencia de precipitaciones y, al dificultar la evacuación del calor de las líneas de cableado subterráneo, provoca un aumento anormal del riesgo de averías múltiples en las redes, especialmente en las zonas urbanas y en los centros de turismo de verano.
- En particular, en España, a pesar del aumento de la frecuencia e intensidad del fenómeno climático, especialmente donde la presencia de cables subterráneos es relativamente baja, no se ha encontrado una correlación histórica significativa entre las olas de calor y las averías en los análisis realizados hasta la fecha.
- Por último, a partir de 2022, está previsto realizar evaluaciones para llevar a cabo análisis similares en otras geografías.

Incendios
- En cuanto al riesgo de incendio, a pesar del bajo número de sucesos registrados hasta la fecha, la Línea de Negocio, junto con la política descrita anteriormente, está preparando un análisis en profundidad de los escenarios hasta 2050 sobre la evolución del fenómeno para un posible perfeccionamiento de la política. Hasta la fecha, cada país ha realizado un estudio para identificar las zonas con mayor riesgo de incendios forestales. En la actualidad, este estudio también hace uso de la cartografía del SIG (Sistema de Información Geográfica) para una identificación más precisa de las redes con respecto a los diferentes contextos medioambientales (espacios naturales protegidos, bosques, hábitats). De este modo, es posible adoptar intervenciones de planificación de la construcción o del mantenimiento aún más eficaces con vistas a la prevención del riesgo de incendio.

Inclusión de los efectos del cambio climático en la evaluación de nuevos proyectos

Muchas actividades relacionadas con la evaluación y ejecución de nuevos proyectos pueden beneficiarse de los análisis climáticos, tanto generales como específicos de cada lugar, que el Grupo está empezando a integrar con los ya considerados en la evaluación de nuevos proyectos. Por ejemplo:
- estudios preliminares: en esta fase, los datos climáticos pueden ofrecer un cribado preliminar, a través del análisis de fenómenos climáticos específicos, como los mostrados anteriormente en el análisis de escenarios físicos, y de indicadores sintéticos como el *Climate Risk Index*, integrado en el *Open Country Risk*. Estos datos proporcionan una medida preliminar de los fenómenos más relevantes de la zona, entre los identificados como de interés para cada tecnología;
- estimación de la producibilidad esperada: los escenarios climáticos se integrarán progresivamente para permitir una evaluación de cómo el cambio climático modificará la disponibilidad del recurso renovable en el sitio específico. En el análisis preliminar de la producibilidad, el enfoque se describe como aplicado por el momento a unos pocos sitios piloto y luego ampliado a toda la cartera de generación;
- análisis del impacto ambiental: el Grupo ha comenzado a integrar, en el conjunto de la documentación elaborada, la evaluación *Climate Change Risk Assessment*, que contiene una representación de los principales fenómenos físicos y su cambio previsto en la zona;
- diseño resiliente: como se ha descrito, entre las actividades de adaptación al cambio climático, son de gran importancia las destinadas a diseñar activos resilientes mediante el diseño; el Grupo está trabajando para considerar progresivamente los análisis basados en datos climáticos, por ejemplo el aumento de la frecuencia e intensidad de los eventos agudos. Estos complementarán los análisis existentes basados en los datos históricos ya utilizados, con el fin de aumentar la resiliencia de los activos futuros, incluidas las acciones de adaptación que puedan ser necesarias durante la vida del proyecto.

Fenómenos de transición: repercusiones, riesgos y oportunidades empresariales

En cuanto a los riesgos y oportunidades asociados a las variables de transición, al examinar los distintos escenarios de referencia en combinación con los elementos que componen el proceso de identificación de riesgos (por ejemplo, el contexto competitivo, la visión a largo plazo de la industria, el análisis de materialidad, la evolución tecnológica, etc.), se identifican los impulsores de los riesgos y oportunidades potenciales, dando prioridad a los fenómenos más relevantes. A continuación se describen los principales riesgos y oportunidades identificados.

Política y regulación

Límites a las emisiones y *carbon pricing*

Introducción de leyes y reglamentos que introduzcan límites de emisión más estrictos, tanto administrativos (no basados en el mercado) como basados en el mercado.

- Oportunidad: instrumentos reguladores como el Mando y Control y mecanismos de mercado que refuerzan las señales de los precios del CO_2, fomentando las inversiones en tecnologías libres de carbono.
- Riesgo: falta de un enfoque coordinado por parte de los distintos agentes y responsables políticos y baja eficacia de los instrumentos políticos aplicados, con consecuencias sobre la velocidad de la electrificación y las tendencias de descarbonización en los distintos sectores, en comparación con una estrategia de Grupo orientada decididamente hacia la transición energética.

Incentivos para la transición energética

Incentivos y oportunidades de desarrollo con vistas a la transición energética, con la consiguiente orientación del sistema energético hacia el uso de fuentes de bajas emisiones como la corriente principal de las mezclas energéticas de los países, una mayor electrificación del consumo, la eficiencia energética, la flexibilidad del sistema eléctrico y el fortalecimiento de las infraestructuras, con impactos positivos en términos de retorno de las inversiones y nuevas oportunidades de negocio.

- Oportunidad: volúmenes y márgenes adicionales debido a las inversiones adicionales en el sector eléctrico, en línea con la estrategia de electrificación, descarbonización y mejora/digitalización de la infraestructura de apoyo.
- Riesgo: presencia de obstáculos para alcanzar los objetivos de la transición energética, debido a la ineficacia de los marcos normativos de apoyo a la transición energética, la lentitud de los procesos de autorización administrativa, la falta de mejora de la red eléctrica, etc.

Regulación en materia de resiliencia

Mejorar las normas o introducir mecanismos *ad hoc* para regular las inversiones en resiliencia en el contexto de la evolución del cambio climático.

- Oportunidad: beneficios derivados de la realización de inversiones que reduzcan los riesgos para la calidad y continuidad del servicio a las comunidades.
- Riesgo: en caso de acontecimientos extremos de especial importancia cuyo impacto sea mayor de lo previsto, existiría el riesgo de no recuperarse en un plazo adecuado y el consiguiente riesgo de reputación.

Medidas financieras para la transición energética

Incentivos para la transición energética a través de medidas políticas e instrumentos financieros apropiados, apoyando un marco de inversión a largo plazo, creíble y estable y el posicionamiento de los responsables políticos. Introducción de normas y/o instrumentos financieros públicos y privados (por ejemplo, fondos, mecanismos, taxonomías, benchmark o puntos de referencia) destinados a integrar la sostenibilidad en los mercados financieros y en los instrumentos de financiación pública.

- Oportunidad: creación de nuevos mercados y productos financieros sostenibles coherentes con el marco de inversión, activando la posibilidad de aumentar los recursos públicos para la descarbonización y el acceso a los recursos financieros en línea con los objetivos de la transición energética y los impactos relacionados con los costes y las tasas de financiación; introducción de instrumentos de apoyo facilitados (fondos y convocatorias) para la transición.
- Riesgo: acciones e instrumentos que no son suficientes para incentivar un posicionamiento global de cara a la transición energética, incertidumbre o ralentización en la introducción de nuevos instrumentos y normas debido al empeoramiento de las condiciones de las finanzas públicas o debido a una aplicabilidad diferente en el perímetro geográfico del Grupo.

Mercado

Dinámicas del mercado

Las dinámicas del mercado, como las relativas a la variabilidad de los precios de las materias primas, el aumento del consumo de electricidad debido a la transición energética y la penetración de las energías renovables y la generación distribuida, repercuten en los impulsores del negocio, con efectos sobre los márgenes y los volúmenes de producción y venta.

- Oportunidad: efectos positivos del aumento de la demanda de electricidad y de las posibilidades de las energías renovables y de todas las fuentes de flexibilidad.
- Riesgo: exposición de las tecnologías comerciales a la volatilidad de los precios del mercado.

Tecnología

Tecnologías de penetración para apoyar la transición

Penetración progresiva de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos, el almacenamiento, la respuesta a la demanda y el hidrógeno verde; apalancamiento digital para transformar los modelos de negocio operativos y de plataforma.

- Oportunidad: la inversión en el desarrollo de soluciones tecnológicas, así como los efectos positivos del aumento de la demanda de electricidad y el mayor alcance de las energías renovables de la producción de hidrógeno verde.
- Riesgo: ralentizaciones e interrupciones en la cadena de suministro de materias primas, incluidos los metales para las baterías (como el litio, el níquel y el cobalto) y los semiconductores, podrían provocar retrasos en el suministro y/o un aumento de los costes, lo que podría frenar la penetración de las energías renovables, el almacenamiento y los vehículos eléctricos.

Producto y Servicios

Electrificación del consumo residencial y de los procesos industriales

Con la progresiva electrificación de los usos finales, crece la penetración de productos capaces de garantizar un menor coste y un menor impacto en términos de emisiones locales en los sectores residencial e industrial (por ejemplo, la difusión de las bombas de calor).

- Oportunidad: aumento del consumo de electricidad en el contexto de la reducción del consumo de energía debido a la mayor eficiencia del transportista de electricidad.
- Riesgo: aumento de la competencia en este segmento de mercado.

Movilidad eléctrica

Utilización de modos de transporte más eficientes y eficaces desde el punto de vista del cambio climático, con especial referencia al desarrollo de la movilidad eléctrica y la infraestructura de recarga; electrificación del consumo industrial.

- Oportunidad: efectos positivos del aumento de la demanda de electricidad y del incremento de los márgenes relacionados con la penetración del transporte de electricidad y los servicios conexos "más allá de *commodities*".
- Riesgo: aumento de la competencia en este segmento de mercado.

El Grupo ya ha puesto en marcha acciones estratégicas para mitigar los posibles riesgos y aprovechar las oportunidades relacionadas con las variables de transición. Gracias a una estrategia industrial y financiera que incorpora los factores ESG, con un enfoque integrado de la sostenibilidad y la innovación, es posible crear valor compartido a largo plazo.

La estrategia orientada a la plena descarbonización y la transición energética hace que el Grupo sea resistente a los riesgos derivados de la introducción de políticas más ambiciosas en materia de reducción de emisiones, y maximiza las oportunidades de desarrollo de la generación renovable, las infraestructuras y las tecnologías facilitadoras.

A diferencia de los impactos climáticos crónicos, es posible afirmar que las pruebas del escenario de transición pueden tener impactos ya a corto y medio plazo (para 2030).

De forma similar a lo que se ha hecho con las variables climáticas, es posible realizar una prueba de estrés del Plan Industrial actual (2022-2024) sobre los factores potencialmente afectados por el escenario de transición, con especial referencia al precio del CO_2 (ETS). De hecho, al examinar las principales variables de transición, el precio del CO_2 resulta ser un impulsor fiable de las medidas reguladoras que pueden acelerar el proceso de transición. Para evaluar el impacto de un posible cambio en este factor, se representan los efectos de un posible aumento del precio del CO_2 de +/- 10% en el perímetro geográfico de Italia y España. Esta variación de precios modificaría el precio de equilibrio de ambos mercados mayoristas, lo que repercutiría en los márgenes de Global Power Generation, tanto de las centrales convencionales como de las renovables.

Para cuantificar los riesgos y oportunidades derivados de la transición energética a largo plazo, se han tenido en cuenta los escenarios de transición descritos en el apartado "Escenarios de transición energética de Enel". Por tanto, se identificaron los efectos de los escenarios de *Transición Lenta y Mejor Lugar* sobre las variables con mayor impacto en el negocio, en particular la demanda de electricidad, influida por la dinámica de electrificación del consumo, y por tanto la penetración de las tecnologías eléctricas, y el mix de generación eléctrica. Estas consideraciones sirven de base para determinar el posicionamiento estratégico del Grupo en términos de asignación de recursos.

El escenario de referencia de Enel —el escenario *París*— prevé una ambición creciente en términos de descarbonización y eficiencia energética, apoyada por una mayor electrificación del consumo final de energía y el desarrollo de la capacidad renovable. La dinámica relacionada con la transición energética traerá consigo crecientes oportunidades para el Grupo. En particular, en el mercado minorista de la electricidad, la electrificación progresiva del consumo final —sobre todo en los sectores del transporte y la vivienda— conducirá a un aumento significativo del consumo de electricidad en detrimento del consumo de vectores energéticos diferentes y más emisivos. Del mismo modo, se espera que el aumento gradual de la cuota de energía renovable en el mix energético conduzca a una reducción del precio mayorista de la electricidad a medio y largo plazo; sin embargo, este impacto es limitado, dado que el diseño del mercado basado en los precios marginales del sistema no se modifica a medio plazo. Otras estructuras de mercado podrían tener efectos diferentes.

En cuanto a los impactos económicos que podrían determinarse si cambian los escenarios de transición, el Grupo ha realizado análisis sobre los impactos en términos de EBITDA que los escenarios de *Transición Lenta y Mejor Lugar* aportarían a los resultados de 2030 en comparación con el escenario de referencia *París*.

En cuanto a la electrificación del consumo, el escenario de *Transición Lenta* prevé una menor tasa de penetración de las tecnologías eléctricas más eficientes, en particular los coches eléctricos y las bombas de calor, lo que provocará una disminución de la demanda de electricidad en comparación con el escenario *París*, lo que se estima que tendrá un impacto limitado en el negocio de Retail *commodity & beyond-commodity*. Al mismo tiempo, la reducción de la demanda de electricidad hace que haya menos espacio para el desarrollo de la capacidad renovable, lo que repercute en el negocio de la generación.
El escenario *Mejor Lugar* supone una reducción más rápida de los costes de las tecnologías verdes de producción de hidrógeno. Esto se traduce en una mayor penetración de este vector energético, en detrimento del hidrógeno azul y gris, con el consiguiente efecto aditivo sobre la demanda nacional de electricidad y las instalaciones de capacidad renovable en comparación con el escenario *París*.

Todos los escenarios, pero en mayor medida los de *París y Mejor Lugar*, supondrán un aumento considerable de las complejidades que deberán gestionar las redes en las distintas geografías. Se prevé un aumento significativo de la generación distribuida y de otros recursos, como los sistemas de almacenamiento, una mayor penetración de la movilidad eléctrica y de sus infraestructuras de recarga, así como el aumento del ritmo de electrificación del consumo y la aparición de nuevos actores con nuevas modalidades de consumo. Este contexto conducirá a una descentralización de los puntos de recogida, a un aumento de la demanda de electricidad y de la demanda media de energía, a una gran variabilidad de los flujos de energía, lo que exige una gestión dinámica y flexible de la red. El Grupo, por tanto, prevé que en este escenario serán necesarias inversiones incrementales para garantizar las conexiones y los niveles adecuados de calidad y resiliencia, fomentando la adopción de modelos operativos innovadores. Estas inversiones deben ir acompañadas de escenarios políticos y normativos coherentes para garantizar un rendimiento económico adecuado en el perímetro de la Línea de Negocio de Infraestructuras y Redes.

Horizonte temporal
Corto (hasta 3 años)
Medio (hasta 2030)
Largo (2030-2050)

Upside *Downside*

Categoría riesgo y oportunidad	Horizonte temporal	Dimensiones del análisis	GBL afectadas	Perímetro	Descripción del impacto	Cuantificación-Tipología de impacto		Cuantificación - rango <100 M€	100-300 M€	>300 M€
Política y regulación	Corto/ medio	En el mismo escenario *París*, el Grupo evaluó el impacto en el margen debido a las intervenciones en el precio del CO_2.	Enel Green Power and Thermal Generation	Italia e Iberia	Considerando los efectos posibles de las medidas reguladoras para incentivar la transición energética, el Grupo valora la exposición a la variación del precio del CO_2 de +/- 10% a través del análisis de sensitividad.	EBITDA/año	10% - *Upside vs París*	●		
							-10% - *Downside vs París*			●
Mercado	Medio	Considerando dos escenarios de transición alternativos, el Grupo ha valorado los efectos de la mayor penetración de las renovables en el precio de la energía de referencia y sobre la capacidad adicional para 2030.	Enel Green Power and Thermal Generation	Global	Mayor espacio para inversiones en nuevas capacidades renovables asociadas a la disminución del precio de la energía debido a la mayor penetración de las renovables.	EBITDA 2030 *Mejor Lugar vs París*				●
					Menor espacio para inversiones en nuevas capacidades renovables asociadas al aumento del precio de la energía debido a la menor penetración de las renovables.	EBITDA 2030 *Transición Lenta vs París*				●
Mercado/ Producto y Servicios	Medio	Considerando dos escenarios alternativos de transición, el Grupo ha evaluado los efectos de las tendencias de eficiencia, la adopción de aparatos eléctricos y la penetración de EV para evaluar sus posibles impactos en el consumo de materias primas, incluidos los efectos en la cartera de clientes de gas de la electrificación en aumento y en la demanda de servicios "más allá de *commodities*".	Clientes	Global	Mayores márgenes por los efectos de la transición en términos de electrificación del consumo, principalmente relacionados con el aumento previsto del hidrógeno verde.	EBITDA 2030 *Mejor Lugar vs París*			●	
					Menores márgenes por los efectos de la ralentización de la transición en términos de la electrificación del consumo, principalmente en el ámbito residencial y del transporte, y la menor penetración de las nuevas tecnologías.	EBITDA 2030 *Transición Lenta vs París*				●

Nota: las estimaciones del impacto de la transición tienen en cuenta los niveles de cobertura actuales.

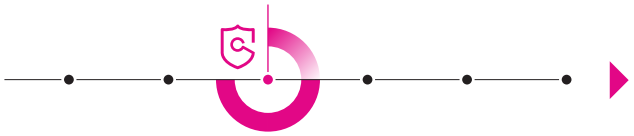
Panorama de la competencia

Los mercados y negocios en los que opera el Grupo se ven afectados por procesos de competencia y evolución progresivos y crecientes, tanto desde el punto de vista tecnológico como normativo, con plazos diferentes según los países. Como resultado de estos procesos, Enel está expuesta a una presión competitiva cada vez mayor y, dado que la electricidad es el vector de este siglo, también aumenta la competencia de los sectores vecinos, lo que ofrece, por otra parte, la posibilidad de que las empresas de servicios públicos entren en nuevos negocios.

La diferenciación con la que cuenta el Grupo, tanto en el plano geográfico como en el de los distintos sectores en los que opera, es un factor atenuante importante, pero para orientar mejor las pautas de desarrollo estratégico se vigila constantemente la evolución del panorama competitivo, tanto dentro como fuera del mundo de las empresas de servicios públicos.

Riesgos financieros

En el curso de su actividad, Enel está expuesta a diversos riesgos de carácter financiero que, si no se mitigan adecuadamente, pueden afectar directamente a sus resultados.



De acuerdo con el catálogo de riesgos del Grupo, los riesgos incluidos en esta categoría son los siguientes:

- Tipo de interés
- *Commodities*
- Tipo de cambio
- Crédito y Contrapartes
- Liquidez

El Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos ("SCIGR") prevé la definición de políticas que definen las funciones y responsabilidades de los procesos de gestión, seguimiento y control de riesgos en cumplimiento del principio de separación organizativa entre las estructuras encargadas de la gestión y las responsables del seguimiento y control de riesgos.
La gobernanza de los riesgos financieros también prevé la definición de un sistema de límites operativos, a nivel del Grupo y a nivel de cada Región y País, para cada riesgo, supervisado periódicamente por las unidades encargadas del control de los riesgos. El sistema de límites operativos constituye para el Grupo un apoyo a las decisiones encaminadas a alcanzar los objetivos.
Para más detalles sobre la gestión del riesgo financiero, consulte la nota 47 de los Estados financieros consolidados.

Tipo de interés

El Grupo está expuesto al riesgo de que las variaciones en el nivel de los tipos de interés provoquen cambios inesperados en los gastos financieros netos o en el valor de los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable.
La exposición al riesgo de tipo de interés se deriva principalmente de la variabilidad de las condiciones de financiación, en caso de nueva deuda, y de la variabilidad de los flujos de efectivo en relación con los intereses producidos por la parte de la deuda a tipos variables.
La política de gestión del riesgo de tipos de interés tiene por objeto limitar los gastos financieros y su volatilidad mediante la optimización de la cartera de pasivos financieros del Grupo y también mediante la estipulación de contratos financieros derivados en los mercados OTC.
El control del riesgo a través de procesos específicos, indicadores de riesgo y límites operativos, permite contener los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.
En este sentido, se observa que la volatilidad que ha caracterizado a los mercados financieros desde el inicio de la pandemia ha vuelto en muchos casos a los niveles anteriores al COVID-19 y se ha compensado con acciones eficaces de mitigación del riesgo a través de los derivados financieros.

Commodities

Enel opera en los mercados de la energía y, como consecuencia de esta actividad, está expuesta al riesgo de sufrir pérdidas económicas o financieras debido tanto al aumento de la volatilidad de los precios de los productos energéticos —incluidos la electricidad, el gas y los combustibles— y de las materias primas, como los minerales y los metales (riesgo de precio), como a la falta de demanda y disponibilidad de productos energéticos y materias primas (riesgo de volumen).
Estos riesgos, si no se gestionan eficazmente, pueden afectar significativamente a los resultados.
Para mitigar esta exposición, el Grupo ha desarrollado una estrategia para estabilizar los márgenes, que implica el uso de la contratación anticipada tanto para la adquisición de combustibles y materiales como para los suministros a los clientes finales y a los operadores del mercado mayorista.

Enel también ha adoptado un procedimiento formal que prevé la medición del riesgo residual, la definición de un límite máximo de riesgo aceptable y la realización de operaciones de cobertura mediante el uso de contratos de derivados en los mercados regulados y en los mercados extrabursátiles (OTC). El proceso de control del riesgo de *commodities* permite limitar el impacto en los márgenes de los cambios imprevistos en los precios del mercado y, al mismo tiempo, garantiza un margen adecuado de flexibilidad para aprovechar las oportunidades a corto plazo.
A partir de 2021, el seguimiento de los riesgos se ha ampliado a las principales materias primas a las que está expuesto el Grupo.
Para mitigar el riesgo de interrupciones en el suministro de combustibles y materias primas, el Grupo ha desarrollado una estrategia de diversificación de sus fuentes de abastecimiento recurriendo a proveedores situados en distintas zonas geográficas.

En 2021, la propagación pandémica del COVID-19 generó una compleja crisis económica mundial, provocando un aumento significativo de la volatilidad de los precios de los productos energéticos y las materias primas. Enel ha contenido el riesgo por debajo de los niveles límite estimados en 2020 para el año 2021, gracias a una cuidadosa y oportuna actividad de mitigación, a la diversificación geográfica del negocio, al creciente impulso dado a la transición energética hacia el proceso de descarbonización y al uso de fuentes renovables para la generación de energía. Por último, la adopción de estrategias globales y locales, como la elasticidad en las cláusulas contractuales y las técnicas de proxy hedging (en caso de que los derivados de cobertura no estén disponibles en el mercado o no sean suficientemente líquidos), han permitido al Grupo optimizar los resultados incluso en un contexto de mercado muy dinámico.

Tipo de cambio

Debido a la diversificación geográfica, al acceso a los mercados internacionales para la emisión de instrumentos de deuda y al comercio de *commodities*, las empresas del Grupo están expuestas al riesgo de que las variaciones de los tipos de cambio entre la moneda de referencia y otras monedas puedan generar cambios inesperados en los importes del estado del resultado y del estado de situación financiera que figuran en los respectivos estados financieros.
Dada la estructura actual de Enel, la exposición al riesgo de tipo de cambio está relacionada principalmente con el dólar estadounidense y se deriva de:

- los flujos de efectivo relacionados con la compra y venta de combustibles y energía;
- los flujos de efectivo relacionados con las inversiones, los dividendos de las filiales extranjeras y los flujos relacionados con la compra y venta de inversiones de capital;
- los flujos de efectivo relacionados con las transacciones comerciales;
- activos y pasivos financieros.

Los posibles impactos del riesgo de cambio se reflejan en:

- costes e ingresos denominados en moneda extranjera con respecto al momento en que se definieron las condiciones de precio o se tomó la decisión de inversión (riesgo económico);
- revaluaciones o ajustes del valor razonable de los activos y pasivos financieros sensibles al tipo de cambio (riesgo de transacción);
- consolidación de filiales con monedas contables diferentes (riesgo de conversión).

La política de gestión del riesgo de cambio está orientada a la cobertura sistemática de las exposiciones a las que están sometidas las empresas del Grupo, a excepción del riesgo de conversión.

Unos procesos operativos adecuados garantizan la definición y aplicación de estrategias de cobertura apropiadas, que suelen utilizar contratos financieros derivados estipulados en los mercados OTC.
El control del riesgo mediante procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la gestión de los flujos de efectivo de las carteras gestionadas.
A lo largo del año, la gestión del riesgo de cambio ha continuado de acuerdo con la mencionada política de gestión de riesgos, sin que se hayan observado dificultades para acceder al mercado de derivados.
Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la pandemia ha vuelto en muchos casos a los niveles anteriores al COVID-19 y se ha compensado con acciones de mitigación del riesgo mediante instrumentos financieros derivados.

Crédito y Contrapartes

Las operaciones comerciales, de *commodities* y de naturaleza financiera exponen al Grupo al riesgo de crédito, es decir, a la posibilidad de que el deterioro de la solvencia de las contrapartes o el incumplimiento de las obligaciones contractuales de pago provoquen una interrupción de las entradas de efectivo y un aumento de los costes de cobro (riesgo de liquidación), así como a la disminución de los ingresos por la sustitución de las operaciones originales por otras similares negociadas en condiciones de mercado desfavorables (riesgo de sustitución). Los riesgos económicos y de reputación también pueden surgir de una exposición significativa a una sola contraparte, grupos de clientes relacionados o contrapartes que operan en la misma industria o área geográfica.

La exposición al riesgo de crédito es atribuible a los siguientes tipos de operaciones:

- venta y distribución de electricidad y gas en los mercados libres y regulados y suministro de bienes y servicios (créditos comerciales);
- actividades de negociación que impliquen intercambio físico o transacciones de instrumentos financieros (cartera de productos básicos);
- la negociación de derivados, depósitos bancarios e instrumentos financieros en general (cartera financiera).

La política de gestión del riesgo de crédito derivado de las actividades comerciales y de las operaciones con materias primas prevé la evaluación preliminar de la solvencia de las contrapartes y la adopción de instrumentos de mitigación, como la adquisición de garantías.
El proceso de control basado en indicadores de riesgo específicos y, cuando es posible, en límites, garantiza que los impactos económicos y financieros, relacionados con el posible deterioro de la solvencia, se contengan dentro de niveles sostenibles. Al mismo tiempo, se mantiene la flexibilidad necesaria para optimizar la gestión de la cartera.
Además, el Grupo realiza operaciones de cesión de créditos sin recurso (*non-recourse*), que dan lugar a la baja total de los correspondientes activos cedidos.
Por último, en lo que respecta a las transacciones financieras y de *commodities*, la mitigación del riesgo se lleva a cabo mediante la diversificación de la cartera (prefiriendo contrapartes de alta solvencia), así como la adopción de marcos contractuales estandarizados específicos que prevén cláusulas de mitigación del riesgo (por ejemplo, la compensación) y, en caso necesario, el intercambio de garantías en efectivo.
A pesar del empeoramiento de las curvas de cobro en algunos segmentos de clientes, que se tuvo en cuenta a la hora de evaluar el deterioro de los créditos comerciales, la cartera del Grupo ha mostrado —hasta la fecha— resistencia a la crisis pandémica mundial. Esto se debe a un refuerzo de los canales de recogida digital y a una sólida diversificación de los clientes comerciales que estaban poco expuestos a los impactos de COVID (por ejemplo, empresas de servicios públicos y de distribución).

Liquidez

La política de gestión del riesgo de liquidez de Enel tiene como objetivo mantener una liquidez suficiente para hacer frente a los compromisos previstos para un horizonte temporal determinado sin recurrir a fuentes de financiación adicionales, así como mantener una reserva de liquidez prudente y suficiente para hacer frente a cualquier compromiso inesperado. Además, para cumplir sus compromisos a medio y largo plazo, Enel sigue una estrategia de gestión de la deuda que prevé una estructura diversificada de fuentes de financiación, que utiliza para cubrir sus necesidades financieras, y un perfil de vencimientos equilibrado.

El riesgo de liquidez es el riesgo de que el Grupo, a pesar de ser solvente, no pueda hacer frente a sus compromisos en el momento oportuno, o de que solo pueda hacerlo en condiciones económicas desfavorables, o de que se vea sometido a limitaciones en la enajenación de activos con las consiguientes pérdidas de capital, debido a situaciones de tensión o crisis sistémicas (por ejemplo, crisis crediticia, crisis de la deuda soberana, etc.) o a un cambio en la percepción de su riesgo por parte del mercado.

Entre los factores que definen la percepción de riesgo del mercado, la solvencia de Enel, asignada por las agencias de calificación, desempeña un papel decisivo, ya que influye en su capacidad para acceder a fuentes de financiación y en las condiciones económicas correspondientes. Por lo tanto, un empeoramiento de esta calificación crediticia podría constituir una limitación del acceso al mercado de capitales y/o un aumento del coste de las fuentes de financiación, con los consiguientes efectos negativos en el estado del resultado, el balance y la situación financiera del Grupo.
En 2021, el perfil de riesgo de Enel cambió en comparación con 2020 solo para Moody's, cuya calificación pasó de "Baa2" con perspectiva positiva a "Baa1" con perspectiva estable. Por otro lado, Standard & Poor's confirmó su calificación "BBB+" con perspectiva estable y Fitch la calificación "A-" con perspectiva estable.

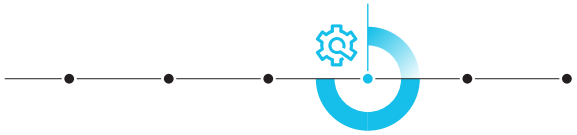
Para garantizar una gestión eficaz de la liquidez, las actividades de tesorería se centralizan en gran medida en el Holding, cubriendo las necesidades de liquidez principalmente con los flujos de efectivo generados por las operaciones ordinarias y garantizando una gestión adecuada de los posibles excedentes.

Por lo que respecta a los efectos del COVID-19, cabe señalar que, a pesar de los efectos de la pandemia, los ratios de riesgo de liquidez supervisados para el Grupo se mantuvieron dentro de los límites establecidos para el año 2021.

IMC

Tecnología Digital

Los riesgos representados en esta sección son los siguientes:



- Cyber Security
- Digitalización, eficacia informática y continuidad del servicio

Cyber Security

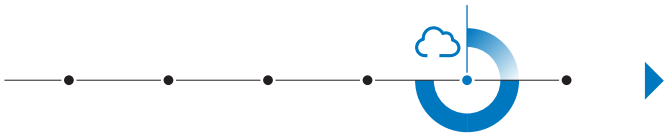
La velocidad del desarrollo tecnológico, que genera nuevos retos, la creciente frecuencia e intensidad de los ciberataques, así como la tendencia a dirigirse a infraestructuras críticas y sectores industriales estratégicos, ponen de manifiesto el riesgo potencial de que, en casos extremos, se paralice el funcionamiento normal de las empresas. Los ciberataques han cambiado radicalmente en los últimos años: su número ha crecido exponencialmente, así como su grado de complejidad e impacto (robo de datos de empresas y clientes), lo que hace cada vez más difícil identificar el origen a tiempo. En el caso del Grupo, esto se debe a los numerosos contextos en los que opera (datos, industria y personas), circunstancia a la que hay que añadir la complejidad intrínseca y la interconexión de los recursos que, además, a lo largo de los años, se han ido integrando cada vez más en los procesos operativos diarios del Grupo.
El Grupo ha adoptado un modelo holístico de gobernanza de la ciberseguridad, que se aplica a los sectores de TI (Tecnología de la Información), OT (Tecnología Operativa) e IdC (Internet de las Cosas). El marco se basa en el compromiso de la alta dirección, la dirección estratégica global, la participación de todas las áreas de negocio, así como de las unidades involucradas en el diseño y la implementación del sistema. También se esfuerza por utilizar tecnologías líderes en el mercado, diseñar procesos empresariales *ad hoc*, reforzar la conciencia informática de las personas y aplicar los requisitos normativos relacionados con la seguridad informática.
Además, el Grupo ha definido y adoptado una metodología de gestión de riesgos para la ciberseguridad basada en los enfoques "risk-based" y "cyber- security by design" con lo que el análisis del riesgo empresarial es el paso clave en todas las decisiones estratégicas. Enel también ha creado su propio equipo *Cyber Emergency Readiness Team* (CERT), con el fin de responder y gestionar proactivamente cualquier incidente en el ámbito de la ciberseguridad.
Además, ya en 2019, para mitigar la exposición al ciberriesgo no solo con contramedidas técnicas, el Grupo ha contratado un seguro de riesgos relacionados con la ciberseguridad.

Digitalización, eficacia informática y continuidad del servicio

El Grupo está llevando a cabo una completa transformación digital de la gestión de toda su cadena de valor energética, desarrollando nuevos modelos de negocio y digitalizando sus procesos empresariales, integrando sistemas y adoptando nuevas tecnologías. Una de las consecuencias de esta transformación digital es que el Grupo está cada vez más expuesto a los riesgos relacionados con el funcionamiento de los sistemas de TI (Tecnologías de la Información) integrados en toda la empresa, con impactos en los procesos y actividades operativas, lo que podría llevar a la exposición de los sistemas de TI y TO a interrupciones del servicio o a la pérdida de datos.
Estos riesgos se controlan mediante una serie de medidas internas desarrolladas por la unidad Global Digital Solutions (GDS), encargada de impulsar la transformación digital del Grupo. Esta unidad ha establecido un sistema de control interno que, mediante la introducción de puntos de control a lo largo de toda la cadena de valor de las Tecnologías de la Información, permite evitar la materialización de riesgos relacionados con aspectos como la creación de servicios no adheridos a las necesidades del negocio, la falta de adopción de medidas de seguridad adecuadas y las interrupciones del servicio. El sistema de control interno de la unidad Global Digital Solutions supervisa tanto las actividades realizadas internamente como las encomendadas a colaboradores y proveedores externos.
Enel también está promoviendo la difusión de la cultura y las habilidades digitales dentro del Grupo, con el fin de impulsar con éxito la transformación digital y minimizar los riesgos asociados.

Riesgos operativos

Los riesgos representados en esta sección son los siguientes:



- Salud y seguridad
- Medio Ambiente
- Contratación, logística y cadena de suministro
- Personas y organización

Salud y seguridad

Los principales riesgos para la salud y la seguridad a los que están expuestos el personal de Enel y los contratistas están relacionados con la realización de actividades operativas en las instalaciones y activos del Grupo. De hecho, la violación de las leyes, los reglamentos y los procedimientos vigentes en materia de salud y seguridad, entornos de trabajo, gestión de instalaciones, activos y procesos corporativos, que puede tener un impacto negativo en las condiciones de salud de los empleados, trabajadores y partes interesadas, puede desencadenar el riesgo de incurrir en sanciones administrativas o judiciales y los impactos económicos-financieros y de reputación relacionados. Estos riesgos se identificaron mediante un análisis de los principales acontecimientos ocurridos en los últimos tres años. En particular, en términos de probabilidad de ocurrencia, los riesgos mecánicos (caídas, golpes, aplastamiento y cortes) son los más relevantes, mientras que, en términos de impacto potencial asociado, los riesgos eléctricos son los que tienen consecuencias más graves (accidentes mortales).
Además, en relación con la presencia del Grupo en diferentes contextos geográficos en todo el mundo, los empleados y contratistas pueden estar expuestos a riesgos sanitarios relacionados con posibles enfermedades infecciosas emergentes de carácter epidémico y potencialmente pandémico, que pueden repercutir en su salud y bienestar.
Enel ha adoptado una Declaración de Compromiso con la Salud y la Seguridad, firmada por la alta dirección del Grupo.
En la aplicación de la Política, cada una de las Líneas de Negocio del Grupo cuenta con su propio Sistema de Gestión de la Salud y la Seguridad, de acuerdo con la norma internacional BS OHSAS 18001, que se basa en la identificación de los peligros, la evaluación cualitativa y cuantitativa de los riesgos, la planificación y aplicación de las medidas de prevención y protección, la verificación de la eficacia de las medidas de prevención y protección y la adopción de medidas correctoras en caso necesario. Este sistema también contempla el rigor en la selección y gestión de contratistas y proveedores y el fomento de su participación en programas de mejora continua de los resultados de seguridad.
El Grupo Enel ha definido un sistema estructurado de gestión de la salud, basado en medidas de prevención y protección, que también es funcional al desarrollo de una cultura corporativa orientada a la promoción de la salud psicofísica y el bienestar organizativo de los trabajadores, así como al equilibrio entre la vida personal y profesional.
Además, en relación con las emergencias relacionadas con

los riesgos vinculados al escenario pandémico actual y en curso, se ha creado una unidad dentro de la función People and Organization del Holding con referencias en cada Línea de Negocio y País, con el fin de garantizar la definición de la estrategia y las políticas globales para la gestión de las emergencias y su adopción en cada empresa del Grupo. En particular, esta estructura organizativa y los procesos de gestión correspondientes permiten dirigir, integrar y controlar, tanto a nivel del Grupo como en cada uno de los países en los que opera, todas las acciones de prevención, protección e intervención destinadas a proteger la salud de sus empleados y contratistas en relación con los factores de riesgo exógenos para la salud no estrictamente relacionados con las actividades laborales.
Puede encontrarse más información sobre la gestión de riesgos en el capítulo "Salud y seguridad en el trabajo".

Medio Ambiente

En los últimos años, ha aumentado la conciencia pública sobre los riesgos asociados a los modelos de desarrollo que generan impactos en la calidad del medio ambiente y los ecosistemas, con la explotación de los escasos recursos naturales (incluidas las materias primas y el agua).
En algunos casos, los efectos sinérgicos entre estos impactos, como el calentamiento global y la creciente explotación y degradación de los recursos hídricos, aumentan el riesgo de emergencias ambientales en las zonas más sensibles del planeta, con el riesgo de competencia por los diferentes usos de los recursos hídricos, como los industriales, agrícolas y civiles.
En respuesta a estas necesidades, las instituciones están actualizando la normativa medioambiental para hacerla más restrictiva, poniendo limitaciones cada vez más estrictas al desarrollo de nuevas iniciativas industriales y, en los sectores considerados de mayor impacto, fomentando o imponiendo la eliminación de las tecnologías consideradas ya no sostenibles.
En concreto, la Comisión de la UE ha puesto en marcha un plan de trabajo para la definición de objetivos exigentes en materia de recuperación medioambiental, tanto en lo que respecta a la calidad del aire y la recuperación de terrenos en zonas fluviales y terrenos contaminados, como a la reducción de la pérdida de biodiversidad.
En este contexto, las empresas de cada sector, y sobre todo las empresas líderes, cada vez más conscientes de que los riesgos medioambientales son también riesgos económicos, están llamadas a asumir un mayor compromiso y una mayor responsabilidad para identificar y adoptar soluciones técnicas y modelos de desarrollo innovadores y sostenibles.
Enel ha colocado el requisito de la prevención efectiva y la minimización de los impactos y riesgos ambientales como un elemento fundamental en la base de cada proyecto, a lo largo de todo su ciclo de vida. La adopción de Sistemas de Gestión Medioambiental certificados según la norma ISO 14001 en el Grupo garantiza la adopción de políticas y procedimientos estructurados para la identificación y gestión de los riesgos y oportunidades medioambientales asociados a cada actividad empresarial. Un plan de control estructurado, combinado con acciones y objetivos de mejora inspirados en las mejores prácticas medioambientales, con requisitos que van más allá de los relacionados con el simple cumplimiento de la normativa medioambiental, mitiga el riesgo de impactos en la matriz medioambiental, los daños a la reputación y las disputas legales. También contribuye a la multiplicidad de acciones para alcanzar los exigentes objetivos de mejora medioambiental fijados por Enel, relativos, por ejemplo, a las emisiones atmosféricas, los residuos producidos y el consumo de agua, especialmente en las zonas con gran estrés hídrico.
El riesgo de escasez de agua está directamente mitigado por la estrategia de desarrollo de Enel basada en el crecimiento de la generación a partir de fuentes renovables, que esencialmente no dependen de la disponibilidad de agua para su funcionamiento. Se presta especial atención a los activos en zonas con un alto nivel de estrés hídrico, con el objetivo de identificar soluciones tecnológicas para reducir el consumo. La colaboración constante con las autoridades locales de gestión de las cuencas hidrográficas permite adoptar las estrategias compartidas más eficaces para la gestión sostenible de los activos de generación hidroeléctrica.
Por último, en el ámbito de la protección de la biodiversidad, se ha realizado un análisis de los impactos/dependencias de la empresa sobre los recursos naturales y se han definido áreas prioritarias de actuación en toda la cadena de valor. A partir de este análisis, se llevan a cabo acciones de seguimiento terrestre, marítimo y fluvial adecuadas para verificar la eficacia de las medidas adoptadas para proteger, restaurar y conservar la biodiversidad.

Contratación, logística y cadena de suministro

Los procesos de compras de Global Procurement y los documentos de gobernanza relacionados constituyen un sistema estructurado de normas y puntos de control que permiten combinar la consecución de los objetivos económicos del negocio con el pleno cumplimiento de los principios fundamentales expresados en el Código Ético, el Programa de Cumplimiento Global de Enel, el Plan de Tolerancia Cero y la Política de Derechos Humanos, sin renunciar a la promoción de iniciativas orientadas al desarrollo económico sostenible.

Estos principios se han reflejado en los procesos organizativos y los controles que Enel, a modo de autorregulación, ha decidido adoptar para establecer relaciones de confianza con todos sus grupos de interés, así como para definir unas relaciones estables y constructivas que no solo garanticen la competitividad económica, sino que también tengan en cuenta las mejores prácticas en ámbitos esenciales para el Grupo, como la protección del trabajo infantil, las condiciones de seguridad y salud en el trabajo y la responsabilidad medioambiental. Gracias a una mayor interacción e integración con el mundo exterior y con las distintas partes de la organización de la empresa, el proceso de compras adquiere cada vez más un papel central en la creación de valor. Global Procurement contribuye a una cadena de suministro resistente y sostenible, a razonar desde una perspectiva de economía circular, a fomentar la innovación, compartiendo los valores y objetivos del Grupo con los proveedores que, de esta manera, se convierten en facilitadores de los objetivos de Enel.
Más concretamente, las licitaciones introducen factores de recompensa destinados a generar un comportamiento virtuoso por parte de nuestros proveedores: a modo de ejemplo, el impacto medioambiental de cualquier cliente está fuertemente influenciado por el impacto de su propia cadena de suministro ascendente, y por ello Global Procurement anima a sus proveedores a medir objetivamente su propia huella de carbono y a emprender vías de mejora.
Desde el punto de vista del proceso de contratación, las distintas unidades de contratación adoptan casi sistemáticamente la herramienta de licitación, garantizando así la máxima competencia y la igualdad de acceso a todos los operadores que cumplan los requisitos técnicos, económico-financieros, medioambientales, de seguridad, de derechos humanos, legales y éticos. La contratación por adjudicación directa y sin procedimiento competitivo solo puede tener lugar en casos excepcionales y debidamente justificados, en cumplimiento de la legislación vigente en la materia. Además, el sistema global de calificación de proveedores, único para todo el Grupo Enel, incluso antes de que se inicie el proceso de compra, verifica que los potenciales proveedores que pretenden participar en los procedimientos de compra están en línea con la visión estratégica de la empresa y las expectativas sobre todos los perfiles y requisitos mencionados y que se adhieren a los mismos valores.

En cuanto al sistema de gobernanza del riesgo, Global Procurement se centra en la aplicación de métricas que indiquen el nivel de riesgo antes y después de la mitigación, con el fin de aplicar medidas de precaución para reducir la incertidumbre a un nivel tolerable o mitigar cualquier impacto en todos los ámbitos empresariales, tecnológicos y geográficos.
La eficacia de la gestión del riesgo de la cadena de suministro se controla a través de indicadores específicos como la probabilidad de insolvencia, la concentración de los contratos hacia proveedores únicos o grupos industriales, la dependencia del proveedor de Enel, el índice de rendimiento sobre la corrección del comportamiento durante la licitación, la calidad, la puntualidad y la sostenibilidad en la ejecución del contrato, el riesgo país, etc., para los que se definen umbrales que orientan la definición de la estrategia de compra, negociación y adjudicación, permitiendo elegir con conocimiento de causa el riesgo y el beneficio potencial (*savings*).

Las acciones emprendidas para contrarrestar los impactos de la emergencia del COVID-19 se centraron en la diferenciación de las fuentes de suministro para evitar interrupciones en la cadena de suministro y en el alejamiento de las actividades que normalmente requerirían la interacción física entre Enel y el proveedor (por ejemplo, las inspecciones en la empresa).

Personas y organización

Enel pretende liderar la transición hacia un sistema más sostenible, esencial para el futuro del planeta, acelerando el proceso de descarbonización de nuestro mix energético mediante el crecimiento de las renovables y la creciente electrificación del consumo.
Enel podría estar expuesta al riesgo de incurrir en sanciones judiciales o administrativas, pérdidas económicas o financieras y daños a la reputación como resultado de una interrupción parcial o total de las operaciones comerciales y de la prestación del servicio eléctrico a los clientes, derivada de fallos técnicos, mal funcionamiento de los activos y las plantas, errores humanos, sabotajes, indisponibilidad de materias primas o eventos climáticos adversos, o enfermedades infecciosas con potencial epidémico o pandémico que podrían limitar el funcionamiento regular de las actividades del Grupo o su cadena de suministro.

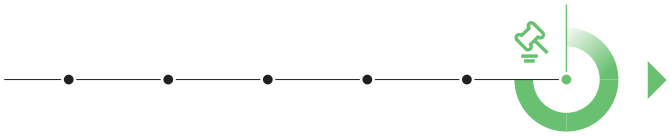
Los profundos cambios en el sector energético aumentan la importancia de contar con nuevos perfiles y competencias profesionales, así como un importante cambio cultural y organizativo para alcanzar los objetivos del

Grupo. Las organizaciones deben avanzar hacia nuevos modelos empresariales ágiles y flexibles. Las políticas de valoración de la diversidad y de gestión y promoción del talento se convierten en elementos clave en las empresas que gestionan la transición y tienen una amplia presencia geográfica.
Enel sitúa a las personas que trabajan en la empresa en el centro de su modelo de negocio. La gestión del capital humano es una prioridad a la que se vinculan objetivos específicos, siendo los principales: el desarrollo de habilidades y competencias digitales; la promoción de programas de recualificación y perfeccionamiento de los empleados para apoyar la transición energética, pero también la capacitación externa para fomentar el desarrollo de un ecosistema de referencia; la implicación generalizada en el propósito corporativo, que garantiza mejores resultados y mayor satisfacción para las personas; el desarrollo de sistemas de evaluación del entorno de trabajo y del rendimiento; la difusión en todos los países en los que opera el Grupo de su política de diversidad e inclusión, así como de una cultura organizativa inclusiva basada en los principios de no discriminación e igualdad de oportunidades, motores fundamentales para atraer y retener el talento.
El Grupo se compromete a mejorar la resiliencia y la flexibilidad de sus modelos organizativos mediante la simplificación y la digitalización de los procesos, con el fin de permitir la eficacia y la autonomía de las personas que trabajan en la empresa dentro de los nuevos esquemas de trabajo ágil, ya probados eficazmente en respuesta a la emergencia de la pandemia COVID-19, que serán un elemento clave de los futuros modelos de trabajo.

IMC

Cumplimiento

Esta sección contiene el siguiente riesgo.



- Protección de datos

Riesgos relacionados con la protección de datos personales

En la era de la digitalización y la globalización del mercado, la estrategia empresarial de Enel se ha centrado en acelerar el proceso de transformación hacia un modelo de negocio basado en una plataforma digital, a través de un enfoque centrado en los datos y en el cliente, que se está desarrollando a lo largo de toda la cadena de valor.
El Grupo, presente en más de 40 países, cuenta con la mayor base de clientes en el sector de los servicios públicos (más de 69 millones de clientes), mientras que más de 66.000 personas están actualmente empleadas por la Compañía; como resultado, el nuevo modelo de negocio del Grupo requiere la gestión de un volumen de datos personales cada vez más importante y creciente, con el fin de alcanzar los resultados financieros y de negocio previstos en el Plan Estratégico 2021-2023.
Esto implica una exposición a los riesgos relacionados con la protección de los datos personales (también teniendo en cuenta la creciente legislación sobre privacidad en la mayoría de los países en los que Enel está presente). Dichos riesgos pueden consistir en la pérdida de confidencialidad, integridad y disponibilidad de los datos personales de los clientes, empleados y terceros (por ejemplo, proveedores), provocando sanciones proporcionales al volumen de negocio global, interrupciones de los procesos y las consiguientes pérdidas económicas o financieras, así como daños a la reputación.

Para gestionar y mitigar este riesgo, Enel ha adoptado un modelo de gobernanza global de los datos personales, entre otras cosas mediante el nombramiento de responsables de la privacidad a todos los niveles (incluidos los Responsables de la Protección de Datos Personales —DPO— a nivel global y nacional), así como mediante la adopción de herramientas de cumplimiento digital para mapear las aplicaciones y los procesos y gestionar los riesgos relevantes para la protección de los datos personales, respetando al mismo tiempo las especificidades de las regulaciones locales del sector.

4. Los resultados del Grupo

WEF

Información integrada

Los resultados financieros y no financieros se comunican de forma integrada para dar una visión global de los resultados del Grupo.

Resultado neto del Grupo ordinario 2021 un 7,6% más que en 2020

Mejora de los resultados operativos ordinarios y menores intereses minoritarios tras las operaciones de reorganización del Grupo en América Latina.

Las inversiones aumentan a 13.000 millones de euros para acelerar la transición energética

El 43,6% en Enel Green Power y el 40,7% en Infraestructuras y Redes. El 84,6% de las inversiones totales se refieren a actividades empresariales alineadas con la taxonomía europea.

El 55% de la deuda está formada por financiación sostenible

De acuerdo con su "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad", el Grupo es cada vez más activo en el desarrollo de instrumentos de financiación sostenible con indicadores clave de rendimiento vinculados a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Definición de los indicadores de resultados

Con el fin de ilustrar los resultados de las operaciones del Grupo y de la Sociedad dominante analizando su estructura financiera, se han preparado estados reclasificados separados que difieren de los estados requeridos por las normas contables NIIF-UE adoptadas por el Grupo y Enel SpA y contenidos en los Estados financieros consolidados y separados, respectivamente. Estos estados reclasificados contienen indicadores de rendimiento alternativos a los que resultan directamente de los Estados financieros consolidados y separados y que la dirección considera útiles para el seguimiento de la evolución del Grupo y de la sociedad matriz, así como representativos de los resultados económicos y financieros producidos por el negocio.
En relación con estos indicadores, el 29 de abril de 2021, la CONSOB emitió el Recordatorio de Atención n.° 5/21, que hace aplicables las Directrices emitidas el 4 de marzo de 2021 por la Autoridad Europea de Valores y Mercados (AEVM) sobre los requisitos de divulgación de conformidad con el Reglamento de la UE 2017/1129 (denominado "Reglamento sobre el Folleto") que son aplicables a partir del 5 de mayo de 2021.
Las Directrices actualizan las anteriores Recomendaciones del CESR (AEVM/2013/319, revisada el 20 de marzo de 2013) con excepción de las relativas a los emisores que realizan actividades especiales contempladas en el Anexo n.° 29 del Reglamento Delegado (UE) 2019/980, que no se han convertido en Directrices y siguen siendo aplicables.
Por lo tanto, a partir del 5 de mayo de 2021, las referencias de las comunicaciones anteriores de la CONSOB a las mencionadas Recomendaciones del CESR sobre folletos se considerarán sustituidas por las Directrices de la AEVM en cuestión, incluidas las referencias de la Comunicación n.° DEM/6064293 de 28 de julio de 2006 sobre la posición financiera neta.
Estas Directrices tienen por objeto promover la utilidad y la transparencia de los indicadores alternativos de rendimiento incluidos en la información regulada o en los folletos que entran en el ámbito de aplicación de la Directiva 2003/71/CE, con el fin de mejorar su comparabilidad, fiabilidad y comprensibilidad.
De acuerdo con las comunicaciones mencionadas, los criterios utilizados para construir estos indicadores se presentan a continuación.

Margen bruto de explotación: es un indicador de los resultados de explotación y se calcula sumando las "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor" al "Resultado de operación".

Margen bruto de explotación ordinario: se define como el "Margen bruto de explotación" atribuible únicamente a las operaciones ordinarias, vinculadas a los modelos de negocio de Ownership y Stewardship. Excluye los costes asociados a los planes de reestructuración de la empresa y los costes directamente relacionados con la pandemia de COVID-19.

Resultado de operación ordinario: se define como el "Resultado de operación" atribuible únicamente a las operaciones ordinarias, vinculadas a los modelos de negocio de Ownership y Stewardship.
Se calcula eliminando del "Resultado de operación" los efectos de las operaciones no operativas comentadas en relación con el margen bruto de explotación y excluyendo las pérdidas de valor significativas reconocidas en los activos y/o grupos de activos como resultado de una prueba de deterioro (incluidas las correspondientes reversiones) o como resultado de la clasificación como "Activos mantenidos para la venta".

Resutado neto ordinario del Grupo: se define como el "Resultado neto del Grupo" atribuible únicamente a las operaciones ordinarias asociadas a los modelos de negocio de Ownership y Stewardship.
Es igual al "Resultado neto del Grupo" ajustado principalmente por las partidas comentadas anteriormente en el "Resultado de operación ordinario", neto de cualquier efecto fiscal y de los intereses minoritarios.

EBITDA ordinario bajo en carbono: representa el margen bruto de explotación ordinario del conjunto de productos, servicios y tecnologías de bajos en carbono incluidos en las siguientes Líneas de Negocio: Enel Green Power, Infraestructuras y Redes, Enel X y Mercados finales (salvo el gas).

Activo inmovilizado neto: se calcula como la diferencia entre los "Activos no corrientes" y los "Pasivos no corrientes" excluyendo:

- los "Activos por impuestos diferidos";
- los "Títulos" y las "Cuentas financieras por cobrar varias" incluidas en "Otros activos financieros no corrientes";

- la "Deuda financiera a largo plazo";
- las "Prestaciones a los empleados";
- las "Provisiones para riesgos y gastos (parte no corriente)";
- los "Pasivos por impuestos diferidos".

Capital circulante neto: se calcula como la diferencia entre los "Activos corrientes" y los "Pasivos corrientes" excluyendo:

- la "Parte corriente de las cuentas financieras por cobrar a largo plazo", las "Cuentas por cobrar por *factoring*", los "Títulos", las "Garantías en efectivo" y "Otras cuentas financieras por cobrar" incluidas en "Otros activos financieros corrientes";
- el "Efectivo y equivalentes al efectivo";
- la "Deuda financiera a corto plazo" y la "Parte corriente de la deuda financiera a largo plazo";
- las "Provisiones para riesgos y gastos (parte corriente)";
- las "Otras cuentas financieras por pagar" incluidas en la deuda.

Activos netos mantenidos para la venta: se definen como la suma algebraica de los "Activos mantenidos para la venta" y de los "Pasivos mantenidos para la venta".

Capital invertido neto: se calcula como la suma algebraica del "Activo inmovilizado neto" y del "Capital circulante neto", de las "Provisiones para riesgos y gastos", de los "Pasivos por impuestos diferidos" y de los "Activos por impuestos diferidos", así como de los "Activos netos mantenidos para la venta".

Deuda financiera neta: constituye un indicador de la estructura financiera y está compuesta por:

- la "Deuda financiera a largo plazo" y la "Deuda financiera a corto plazo" y la "Parte corriente de la deuda financiera a largo plazo", y teniendo en cuenta las "Cuentas financieras por pagar a largo y corto plazo", incluidas respectivamente en los "Otros pasivos financieros no corrientes" y los "Otros pasivos financieros corrientes";
- neta del "Efectivo y equivalentes al efectivo";
- neta de la "Parte corriente de las cuentas financieras por cobrar a largo plazo", "Títulos corrientes" y "Otras cuentas financieras por cobrar" incluidas en "Otros activos financieros corrientes";
- neta de los "Títulos no corrientes" y las "Cuentas financieras por cobrar varias" incluidas en "Otros activos financieros no corrientes".

Principales cambios en el ámbito de consolidación

En los dos años analizados, el ámbito de consolidación sufrió algunos cambios. Para más detalles, consulte la nota 8 de los Estados financieros consolidados.

Resultados del Grupo

Resultados del Grupo

222,6 TWh
PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
de los cuales 108,8 TWh renovables

57,5%
POTENCIA RENOVABLE EFICIENTE NETA INSTALADA
por un total de 50,1 GW

2,2 millones de km
RED DE DISTRIBUCIÓN Y DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

45 millones
USUARIOS FINALES CON CONTADORES INTELIGENTES ACTIVOS(1)
usuarios finales digitalizados igual al 60%

69,3 millones
CLIENTES MINORISTAS
de los cuales 24,8 millones de mercado libre

157.209 n.°
PUNTOS DE RECARGA
+49,6% en comparación con 2020

(1) De los cuales 23,5 millones de contadores inteligentes de segunda generación en 2021 y 18,2 millones en 2020.

A continuación se exponen los resultados operativos, medioambientales y económicos del Grupo.

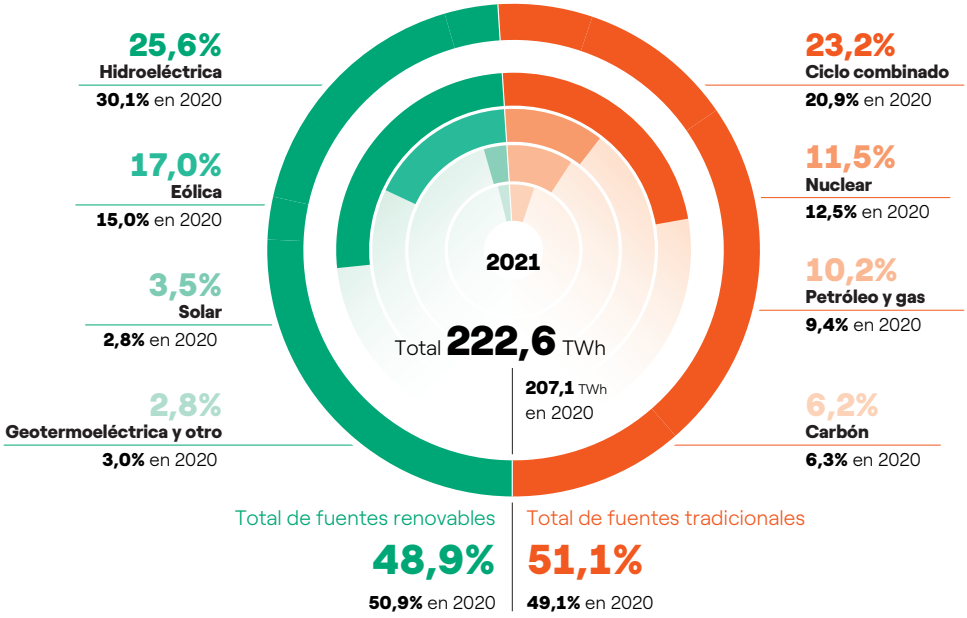
Datos operativos

ODS		2021	2020	2021-2020
	Producción neta de energía eléctrica (TWh)	222,6	207,1	15,5
	de las cuales:			
7	*- renovable (TWh)*	*108,8*	*105,4*	*3,4*
	Potencia eficiente neta total instalada (GW)	87,1	84,0	3,1
7	Potencia eficiente renovable neta instalada (GW)	50,1	45,0	5,1
7	Potencia eficiente renovable neta instalada (%)	57,5%	53,6%	3,9
7	Potencia eficiente renovable instalada adicional (GW)	5,18	2,91	2,27
9	Energía transportada en la red de distribución de Enel (TWh)(1)	510,3	485,2	25,1
9	Usuarios finales con contadores inteligentes activos (n.°)(1) (2)	44.968.974	44.293.483	675.491
9	Red de distribución y de transmisión de energía eléctrica (km)(1)	2.233.368	2.232.023	1.345
	Usuarios finales (n.°)	75.178.777	74.303.931	874.846
	Energía vendida por Enel (TWh)	309,4	298,2	11,2
	Ventas de gas a clientes finales (miles de millones de m^3)	9,9	9,7	0,2
	Clientes minoristas (n.°)	69.342.818	69.517.932	(175.114)
	- mercado libre(1)	*24.839.600*	*22.931.809*	*1.907.791*
11	Respuesta a la demanda (MW)	7.713	6.038	1.675
11	Puntos de recarga (n.°)(1)	157.209	105.079	52.130
11	Almacenamiento (MW)	375	123	252

(1) Las cifras para 2020 tienen en cuenta su cálculo más preciso.
(2) De los cuales 23,5 millones de contadores inteligentes de segunda generación en 2021 y 18,2 millones en 2020.

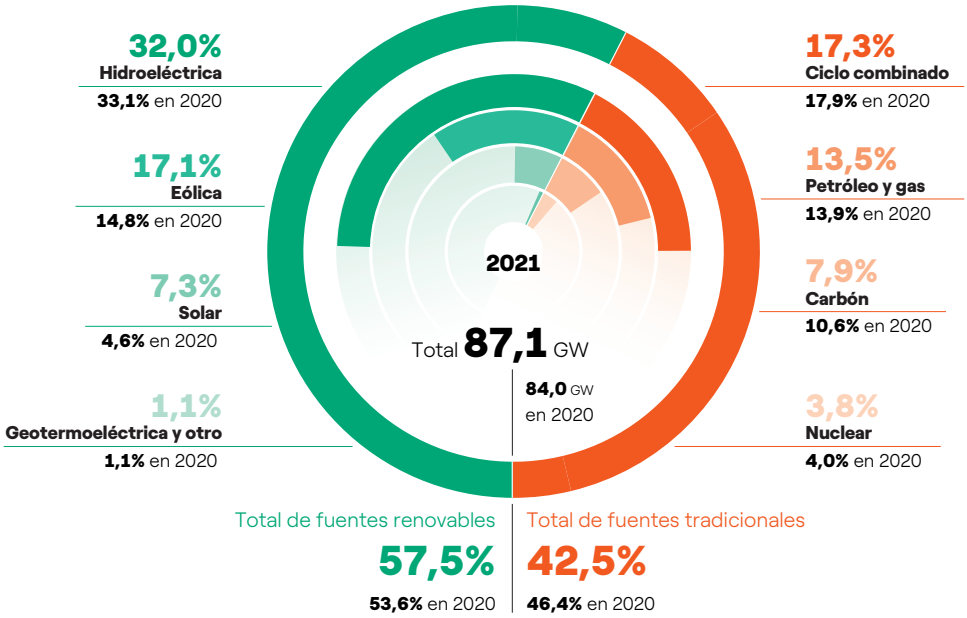
La **producción neta de energía** de Enel en 2021 aumentó en 15,5 TWh (+7,5%) en comparación con el valor registrado en 2020, debido principalmente a una mayor producción de energía eólica (+6,8 TWh) principalmente en Brasil y América del Norte y una mayor contribución de las plantas de ciclo combinado (+8,4 TWh) principalmente en Italia, España y Chile.

Energía eléctrica neta producida por fuente (2021)



A finales de diciembre de 2021 la **potencia eficiente neta instalada total** del Grupo equivale a 87,1 GW, lo que supone un aumento con respecto al 2020 de 3,1 GW. Durante 2021, se instalaron 2,6 GW de nueva capacidad eólica y 2,2 GW de nueva capacidad solar, algunas empresas en Australia (0,3 GW solares) se consolidaron por completo y se valoraron mediante el método de la participación hasta el 31 de diciembre de 2020, y se desmantelaron algunas centrales de carbón en Italia y España por un total de 2,0 GW.

Potencia neta eficiente instalada por fuente (2021)



A finales de diciembre de 2021, la **capacidad eficiente renovable neta instalada** del Grupo alcanzó los 50,1 GW, lo que supone un aumento de 5,1 GW respecto a 2020, y representa el 57,5% de la capacidad eficiente neta total instalada.

VChain
WEF

Lucha contra el cambio climático y sostenibilidad medioambiental

227 gCO_{2eq}/kWh
EMISIONES DIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO – ALCANCE 1 – ESPECÍFICAS
+5,1% en comparación con 2020

26,3 millones de m^3
CONSUMO TOTAL DE AGUA
+28,9% en comparación con 2020

60,3%
GENERACIÓN DE EMISIONES CERO
(incidencia % sobre el total)

€ 17.335 millones
EBITDA ORDINARIO DE LOS PRODUCTOS, SERVICIOS Y TECNOLOGÍA CON BAJAS EMISIONES DE CARBONO

€ 12.302 millones
INVERSIÓN EN PRODUCTOS, SERVICIOS Y TECNOLOGÍA CON BAJAS EMISIONES DE CARBONO

IHIG GBL

Principales indicadores relacionados con el cambio climático y la sostenibilidad medioambiental

		2021	2020	2021-2020	
Emisiones directas de gases de efecto invernadero – Alcance 1[1]	(Mt_{eq})	51,6	45,7	5,9	12,9%
Emisiones directas de gases de efecto invernadero – Alcance 2 – basadas en ubicación[1]	(Mt_{eq})	4,3	4,1	0,2	4,9%
Emisiones directas de gases de efecto invernadero – Alcance 2 – basadas en el mercado[1]	(Mt_{eq})	7,1	6,9	0,2	2,9%
Emisiones directas de gases de efecto invernadero – Alcance 3[1]	(Mt_{eq})	69,1	64,9	4,2	6,5%
- de las cuales las emisiones relacionadas con la venta de gas[1]	(Mt_{eq})	*22,3*	*21,9*	*0,4*	*1,8%*
Emisiones directas de gases de efecto invernadero – Alcance 1 – específicas[1] [2]	(gCO_{2eq}/kWh)	227	216	11	5,1%
Emisiones específicas SO_2	(g/kWh)	0,07	0,10	(0,03)	-30,0%
Emisiones específicas NO_x	(g/kWh)	0,35	0,36	(0,01)	-2,8%
Emisiones específicas de partículas	(g/kWh)	0,005	0,01	(0,005)	-50,0%
Generación libre de emisiones (% de incidencia sobre el total)	(%)	60,3	63,4	(3,1)	-4,9%
Consumo directo total de combustible	(Mtep)	26,3	23,9	2,4	10,0%
Rendimiento medio del parque termoeléctrico[3]	(%)	44,4	44,2	0,2	0,5%
Extracción de agua en zonas con estrés hídrico[4]	(%)	27,4	23,3	4,1	17,6%
Necesidades específicas de agua para la producción total	(l/kWh)	0,2	0,2	-	-
Precio de referencia del CO_2	(euro)	53,24	24,72	28,52	-
EBITDA ordinario por productos, servicios y tecnología bajos en carbono[5]	(millones de euros)	17.335	15.703	1.632	10,4%
Capex por productos, servicios y tecnología bajos en carbono	(millones de euros)	12.302	9.575	2.727	28,5%
Incidencia del Capex por productos, servicios y tecnología bajos en carbono sobre el total	(%)	94,0	94,0	-	-

(1) Los valores de los datos de 2020 se han modificado debido a la aplicación de la nueva metodología de cálculo resultante de la implantación del proyecto "Net Zero".
(2) Las emisiones específicas se calculan considerando el total de las emisiones directas (Alcance 1) en relación con el total de la producción renovable, nuclear y termoeléctrica, incluida la contribución del calor.
(3) En el cálculo no se tienen en cuenta las plantas italianas de petróleo y gas que se encuentran en fase de venta o son marginales. Además, los valores no tienen en cuenta ni el consumo ni la generación para la cogeneración del parque termoeléctrico ruso. El valor medio de rendimiento se calcula en las plantas del parque y se pesa en los valores de producción.
(4) Los valores para los datos de 2020 se han recalculado tras la ampliación del perímetro de las plantas en zonas con estrés hídrico.
(5) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

La ambición de liderazgo del Grupo en la lucha contra el cambio climático se reforzó aún más en 2021: se confirmó el objetivo de una reducción del 80% para 2030 de las emisiones de Alcance 1 medidas en 2017, en línea con el escenario de contención del aumento de la temperatura en 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, según certifica la iniciativa Science-Based Targets (SBTi), y el objetivo de "Net Zero" para 2040.
El año 2021 se cerró con una reducción del 6% de la intensidad de carbono en comparación con el año base.

Las emisiones directas de CO_2 equivalente (Alcance 1) fueron de 51,6 millones de toneladas, lo que supone un aumento del 12,9% respecto a 2020. Este aumento se debe a la creciente demanda de electricidad en comparación con el año anterior, con una mayor producción termoeléctrica que compensa la baja producción hidroeléctrica del año.

La energía producida por Enel en 2021 a partir de fuentes de emisión cero se sitúa en el 60,3% de la producción total, ligeramente inferior a la de 2020, debido al aumento de la producción de fuentes fósiles, pero significativamente superior a la de 2019 (fue del 54,9%), por el incremento de la generación de fuentes solares y eólicas.
Los valores específicos del SO_2 y de las partículas disminuyen con respecto a 2020, en un 30% y un 50% respectivamente. Las emisiones específicas de NO_x también disminuyeron ligeramente, un 2,8%, en comparación con 2020.

Gestión responsable de los recursos hídricos

		2021	2020	2021-2020	
Total extracciones	(millones de m³)	55,6	51,5	4,1	8,0%
Extracción de agua en zonas con estrés hídrico[1]	(%)	27,4	23,3	4,1	17,6%
Necesidades específicas de agua para la producción total	(l/kWh$_{eq}$)	0,2	0,2	-	-
Consumo de agua total	(millones de m³)	26,3	20,4	5,9	28,9%
Consumo de agua en zonas con estrés hídrico[1]	(%)	33,8	31,6	2,2	7,0%

(1) Los valores para los datos de 2020 se han recalculado tras la ampliación del perímetro de las plantas en zonas con estrés hídrico.

El agua representa un elemento esencial para la producción de electricidad, aunque el progresivo paso a las fuentes renovables, en particular la energía solar y la eólica, está reduciendo la necesidad específica.
Enel supervisa constantemente todos los centros de producción situados en zonas con riesgo de escasez de agua (zonas con estrés hídrico) para garantizar la gestión más eficiente del recurso.
El seguimiento de los sitios se realiza a través de los siguientes niveles de análisis:

- cartografía de los centros de producción en zonas con estrés hídrico identificadas con referencia a las condiciones de estrés hídrico "de referencia" (*baseline*) indicadas por el World Resources Institute en el "Aqueduct Water Risk Atlas";
- identificación de los centros de producción "críticos", es decir, los situados en zonas con estrés hídrico, y en los que el suministro de agua dulce se realiza para las necesidades del proceso;
- verificación de los métodos de gestión de los recursos hídricos adoptados en estas plantas, con el fin de minimizar el consumo y maximizar las extracciones de las fuentes menos valiosas o no escasas (aguas residuales, industriales y del mar).

Alrededor del 14% del total de la energía producida por el Grupo Enel utilizó agua dulce en zonas con estrés hídrico. En 2021, las necesidades totales de agua[17] ascendieron a 46,5 millones de metros cúbicos, lo que supone un aumento con respecto al año anterior (+8%) debido a la mayor producción termoeléctrica. La necesidad específica de agua en 2021 era de 0,2 l /kWh$_{eq}$.

Protección de la biodiversidad

La protección de la biodiversidad es uno de los objetivos estratégicos de la política medioambiental de Enel. En los distintos territorios en los que opera el Grupo se promueven proyectos específicos para contribuir a la protección de los ecosistemas, las especies y sus hábitats. Los proyectos incluyen un amplio abanico de intervenciones: inventarios y seguimientos, programas de protección específicos para la conservación de determinadas especies en peligro de extinción, estudios

(17) La necesidad de agua se compone de todas las extracciones de agua de fuentes superficiales (incluida el agua de lluvia recuperada), las aguas subterráneas, las fuentes de terceros, el agua de mar y las aguas residuales (parte de los suministros de terceros) utilizadas para las necesidades del proceso y la refrigeración en ciclo cerrado, excepto la parte de agua de mar devuelta al mar después del proceso de desalinización (salmuera). Este último elemento (salmuera), en cambio, contribuye a la parte de las retiradas.

metodológicos e investigación, repoblaciones y replantaciones, creación de apoyos infraestructurales para favorecer la presencia y el desplazamiento de las especies (por ejemplo, nidos artificiales en las líneas de distribución para la avifauna, escaleras en las centrales hidroeléctricas para los peces), programas de restauración ecológica y reforestación.
En 2021 estaban activos 183 proyectos de protección de especies y hábitats naturales, que abarcaban una superficie de restauración de hábitats de 9.092 hectáreas.
La superficie cubierta por los proyectos de restauración en 2021 ha aumentado en comparación con el año anterior (4.356 hectáreas en 2020) debido tanto al inicio de nuevos proyectos de restauración como al aumento real de la superficie restaurada en el marco de proyectos previamente activos.

Distribución y acceso a la electricidad, ecosistemas y plataformas

La **energía transportada en la red de distribución de Enel** en 2021 es igual a 510,3 TWh, un aumento de 25,1 TWh (+5,2%) en comparación con el valor en 2020, registrado principalmente en Italia (+12,3 TWh), España (+6,6 TWh) y Brasil (+2,5 TWh).
El número de usuarios finales de Enel con contadores inteligentes activos registra un aumento de 675.491 unidades en 2021, principalmente en Italia (+332.311) y Rumanía (+205.006).

La **energía vendida por Enel** en 2021 ascendió a 309,4 TWh, lo que supone un aumento de 11,2 TWh (+3,8%) respecto al año anterior. Las mayores cantidades se vendieron principalmente en Italia (+2,6) y en América Latina (+9,5 TWh), sobre todo en Brasil (+4,1 TWh) y Chile (+3,7 TWh). Además, el **gas vendido** en 2021 ascendió a 9.900 millones de metros cúbicos, lo que supone un aumento de 200 millones de metros cúbicos respecto al año anterior.

El liderazgo de una empresa como Enel pasa necesariamente por el cuidado del cliente y la atención a la calidad del servicio: aspectos que se refieren no solo al suministro de electricidad y/o gas natural, sino también y sobre todo a los aspectos intangibles del servicio relacionados con la percepción y la satisfacción del cliente.
A través de sus productos de suministro dirigidos tanto al mercado residencial como al empresarial, Enel propone ofertas dedicadas que garantizan un menor impacto ambiental y la atención a los colectivos más vulnerables. En todos los países en los que opera el Grupo, existen formas de apoyo (a menudo vinculadas a iniciativas gubernamentales) que facilitan a determinados segmentos de la población el pago del coste de la electricidad y el gas, para permitir un acceso igualitario a la energía.
Son numerosos los procesos que Enel ha puesto en marcha para garantizar un servicio de calidad continuo a los clientes. En Italia, se realiza un seguimiento sistemático de los procesos de venta y gestión para garantizar la calidad comercial de todos los canales de contacto (atención telefónica al cliente, tiendas y puntos Enel, facturas, apps, correo electrónico, redes sociales, gestores de cuentas, fax).
El objetivo es garantizar el cumplimiento de la normativa vigente, la privacidad y las normas que protegen la libertad y la dignidad de los trabajadores.

Para asegurar la calidad, accesibilidad y fiabilidad del servicio, Enel se compromete a garantizar una red eléctrica eficiente y digitalizada, que permita un estilo de vida más sostenible a través del uso de la electricidad para todos nuestros clientes. Como DSO (*Distribution System Operator*), Enel ha asumido los retos de la transición energética para desarrollar la red del futuro: inteligente, moderna y digital. Para apoyar esta ambiciosa transformación, se lanzó Grid Futurability®, una nueva estrategia a largo plazo destinada a diseñar la red que Enel pretende llevar a cabo en 2030, tanto desde el punto de vista industrial como de la integración con las partes interesadas, con el objetivo de prepararla para apoyar un mundo descarbonizado y electrificado.
La red también representa una "mina de materiales" que pueden regenerarse y utilizarse como insumos para la producción de nuevos activos o nuevos productos en otras cadenas de producción. A través de un enfoque denominado "grid mining", se está analizando toda la cadena de valor de los activos para recuperar materiales/dispositivos valiosos de las infraestructuras de red obsoletas, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental y el consumo de recursos, al tiempo que se maximizan los aspectos sociales positivos, con vistas a crear valor a largo plazo.

Además, Enel sigue apostando por el aumento de la digitalización, la difusión de la facturación electrónica y el desarrollo de nuevos servicios. Con Enel X, Enel ofrece soluciones innovadoras para clientes residenciales (hogar inteligente, domótica, solar, calderas, servicios de mantenimiento, iluminación, etc.), para la Administración Pública (alumbrado público, servicios de monitorización para ciudades inteligentes, servicios de seguridad, etc.), para grandes clientes (respuesta a la demanda, consultoría y eficiencia energética), y promueve la movilidad eléctrica mediante el desarrollo de infraestructuras de recarga públicas y privadas.
Los **puntos de recarga** de Enel en 2021 registraron un aumento de 52.130 unidades respecto a 2020. Los puntos de recarga privados aumentaron en 48.430 unidades, principalmente en América del Norte e Italia, mientras que los puntos de recarga públicos en 3.700 unidades, principalmente en Italia y España.

Resultados económicos del Grupo

€ 17.567 millones
MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN
€ 16.903 millones en 2020

€ 7.680 millones
RESULTADO DE OPERACIÓN
-9,2% en comparación con 2020

€ 3.189 millones
RESULTADO NETO DEL GRUPO
+22,2% en comparación con 2020

€ 19.210 millones
MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO
de los cuales el 68,7% elegibles y alineados según la taxonomía europea

€ 12.235 millones
RESULTADO DE OPERACIÓN ORDINARIO
de los cuales el 28,4% de Enel Green Power

€ 5.593 millones
RESULTADO NETO DEL GRUPO ORDINARIO
+7,6% en comparación con 2020

Millones de euros	Estado del resultado ordinario[1]				Estado del resultado			
	2021	2020	2021-2020		2021	2020	2021-2020	
Ingresos[2][3]	88.006	66.004	22.002	33,3%	88.006	66.004	22.002	33,3%
Gastos[2]	71.318	47.878	23.440	49,0%	72.961	49.002	23.959	48,9%
Resultados netos de contratos de *commodities*[2]	2.522	(99)	2.621	-	2.522	(99)	2.621	-
Margen bruto de explotación[3]	**19.210**	**18.027**	**1.183**	**6,6%**	**17.567**	**16.903**	**664**	**3,9%**
Amortización y deterioro	6.975	6.656	319	4,8%	9.887	8.448	1.439	17,0%
Resultado de operación[3]	**12.235**	**11.371**	**864**	**7,6%**	**7.680**	**8.455**	**(775)**	**-9,2%**
Ingresos financieros[3]	5.420	4.520	900	19,9%	5.424	4.520	904	20,0%
Gastos financieros	8.247	6.804	1.443	21,2%	8.175	7.213	962	13,3%
Total ingresos/(gastos) financieros, netos[3]	**(2.827)**	**(2.284)**	**(543)**	**-23,8%**	**(2.751)**	**(2.693)**	**(58)**	**-2,2%**
Participación en los ingresos/(gastos) de las inversiones valoradas con el método de la participación	**102**	**134**	**(32)**	**-23,9%**	**571**	**(299)**	**870**	**-**
Resultado antes de impuestos	**9.510**	**9.221**	**289**	**3,1%**	**5.500**	**5.463**	**37**	**0,7%**
Impuestos	2.831	2.541	290	11,4%	1.643	1.841	(198)	-10,8%
Resultado de las operaciones continuadas	**6.679**	**6.680**	**(1)**	**-**	**3.857**	**3.622**	**235**	**6,5%**
Resultado de las operaciones discontinuadas	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Resultado neto del ejercicio (Grupo y participaciones no controladoras)	**6.679**	**6.680**	**(1)**	**-**	**3.857**	**3.622**	**235**	**6,5%**
Parte de la participación del Grupo	5.593	5.197	396	7,6%	3.189	2.610	579	22,2%
Parte de la participación de terceros	1.086	1.483	(397)	-26,8%	668	1.012	(344)	-34,0%

(1) El estado del resultado ordinario no incluye los elementos no recurrentes. En el resumen de resultados se ofrece una conciliación entre los datos declarados y los ordinarios para las siguientes cifras del estado del resultado: EBITDA, EBIT y la participación del Grupo en el beneficio neto del período.
(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.
(3) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Ingresos

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Venta de electricidad	46.963	34.745	12.218	35,2%
Transporte de electricidad	10.732	10.710	22	0,2%
Tasas de los operadores de red	800	932	(132)	-14,2%
Contribuciones de los agentes institucionales del mercado	833	1.395	(562)	-40,3%
Venta de gas	4.823	2.718	2.105	77,4%
Transporte de gas	599	611	(12)	-2,0%
Venta de combustible	1.791	602	1.189	-
Tarifas de conexión a redes de electricidad y gas	787	759	28	3,7%
Ingresos por obras y servicios contratados[(1)]	1.268	819	449	54,8%
Ventas de *commodities* con entrega física y resultados de valoración de los contratos cerrados durante el período[(2)]	13.421	8.669	4.752	54,8%
Otros ingresos	5.989	4.044	1.945	48,1%
Total[(1) (2)]	**88.006**	**66.004**	**22.002**	**33,3%**

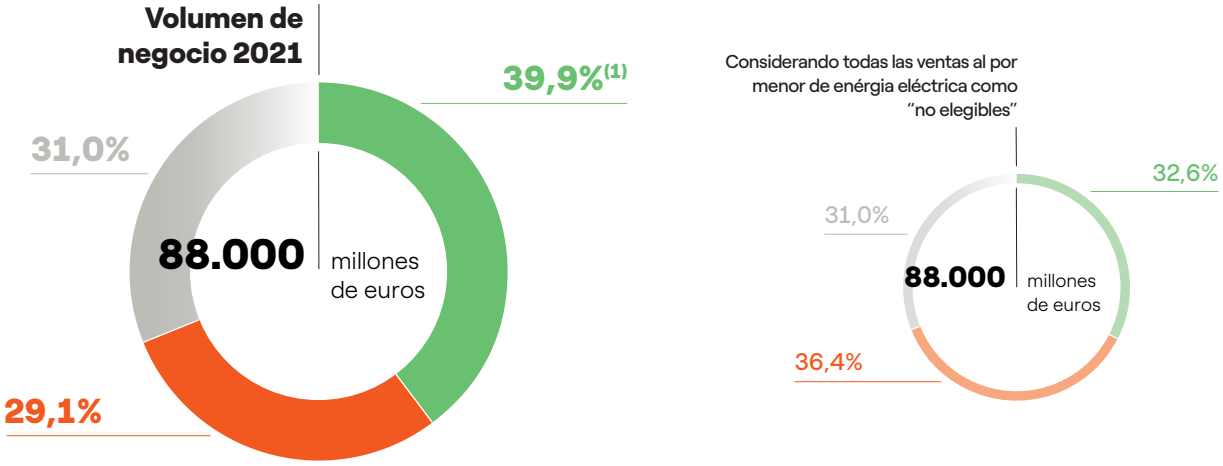
(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

En 2021, los **ingresos** aumentaron en 22.002 millones de euros como consecuencia del aumento de las ventas de electricidad, a precios medios crecientes, especialmente por parte de las empresas de los Mercados finales y la generación a partir de fuentes renovables, especialmente en Brasil y Italia. Estos efectos se vieron amplificados por el aumento de las ventas en 2021 en relación con los contratos de venta de materias primas con entrega física, de la generación termoeléctrica debido a las mayores cantidades producidas a precios crecientes, especialmente en Italia, España y América Latina, y de los mayores ingresos registrados por las empresas de distribución en Brasil.
También informamos, en "Otros ingresos", de la ganancia realizada en la venta de Open Fiber por un importe total de 1.763 millones de euros.

Por último, en lo que respecta a los ingresos, se informa de los resultados de la alineación de esta métrica con la taxonomía europea debido a su contribución sustancial al objetivo de mitigación del cambio climático, en cumplimiento del principio de no perjudicar otros objetivos medioambientales (DNSH) y de las salvaguardias sociales mínimas, como se especifica en los apartados "Taxonomía de la Unión Europea" y "Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea".

Volumen de negocio "Ingresos" según la taxonomía europea



(1) Excluyendo del volumen de negocio total la plusvalía obtenita con la venta de Open Fiber, la facturación elegible-alineada corresponde a 40,8%.

Elegibles-alineadas Elegibles-no alineadas No elegibles

El 39,9% del volumen de negocio "Ingresos" se refiere a actividades empresariales alineadas con la taxonomía de la UE, frente al 46,2% en 2020. Considerando todas las ventas al por menor de enérgia eléctrica como "no elegibles", el 32,6% del volumen de negocio "Ingresos" está alineado.
A pesar del aumento de los ingresos referidos a las actividades elegibles-alineadas con la taxonomía en 2021 en comparación con 2020 (en 4.654 millones de euros), debido principalmente al crecimiento de la generación de energía a partir de fuentes renovables, de las actividades de transporte y distribución y de las ventas de electricidad certificada por garantías de origen, el aumento de los ingresos de las actividades no elegibles, debido principalmente al aumento de las actividades de comercialización, de la producción termoeléctrica y de las ventas de gas en el mercado minorista, provocó la disminución del porcentaje de ingresos referidos a las actividades elegibles-alineadas con la taxonomía en 2021.

Gastos

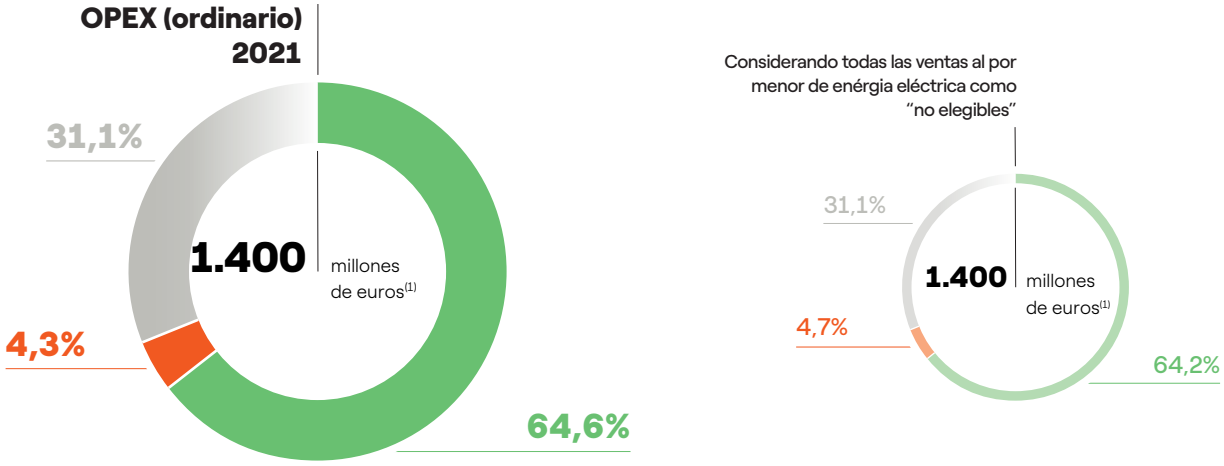
Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Compra de electricidad(1)	28.359	16.111	12.248	76,0%
Consumo de combustible para la generación de electricidad	4.486	2.634	1.852	70,3%
Combustibles para el comercio y gas para la venta a clientes finales(1)	16.414	7.506	8.908	-
Materiales(1)	3.530	2.465	1.065	43,2%
Gastos de personal	5.281	4.793	488	10,2%
Servicios y uso de activos de terceros	15.913	15.676	237	1,5%
Otros gastos de operación	2.095	2.202	(107)	-4,9%
Gastos capitalizados	(3.117)	(2.385)	(732)	-30,7%
Total(1)	**72.961**	**49.002**	**23.959**	**48,9%**

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Los **gastos** aumentaron sobre todo por el aumento de las compras de *commodities*, especialmente en relación con el incremento de los precios medios de los combustibles en general (especialmente el gas) y la electricidad.
Para más detalles sobre los gastos del año, consulte las notas de los Estados financieros consolidados.

Además, con referencia a los gastos operativos ordinarios (Opex ordinario), los resultados de la alineación de esta métrica a la taxonomía europea se reportan en relación con su contribución sustancial al objetivo de mitigación del cambio climático, en cumplimiento del principio de no perjudicar otros objetivos ambientales (DNSH) y las salvaguardias sociales mínimas, como se especifica en los párrafos "Taxonomía de la Unión Europea" y "Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea".

Gastos de explotación (Opex) según la taxonomía europea



(1) Referido solamente a la tipología de costes requeridos por la taxonomía.

Elegibles-alineadas Elegibles-no alineadas No elegibles

El 64,6% de los gastos de explotación (Opex) corresponden a gastos de explotación ordinarios de actividades comerciales alineadas con la taxonomía de la UE, frente al 65,6% en 2020. Considerando todas las ventas al por menor de enérgia eléctrica como "no elegibles", el 64,2% de los gastos de explotación están alineados.

La parte de los gastos de explotación ordinarios de las actividades elegibles-alineadas con la taxonomía disminuye en 2021 en comparación con 2020, debido principalmente a un ligero descenso de los costes de transmisión y distribución de electricidad (actividades elegibles y alineadas con la taxonomía) y a un aumento de los costes de las actividades de generación termoeléctrica.

Resultados netos de los contratos de materias primas

Los ingresos netos de los contratos de materias primas durante 2021, en comparación con el mismo período del año anterior, aumentaron en 2.621 millones de euros, debido principalmente a la evolución de los precios en el mercado.

HIG
VChain

Margen bruto de explotación ordinario

El siguiente cuadro muestra la evolución del margen bruto de explotación ordinario por Línea de Negocio.

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Generación Termoeléctrica y Trading	1.702	2.230	(528)	-23,7%
Enel Green Power	4.815	4.721	94	2,0%
Infraestructuras y Redes(1)	7.663	7.801	(138)	-1,8%
Mercados finales	3.086	3.197	(111)	-3,5%
Enel X	298	161	137	85,1%
Servicios	79	94	(15)	-16,0%
Holding y Otros	1.567	(177)	1.744	-
Total(1)	**19.210**	**18.027**	**1.183**	**6,6%**

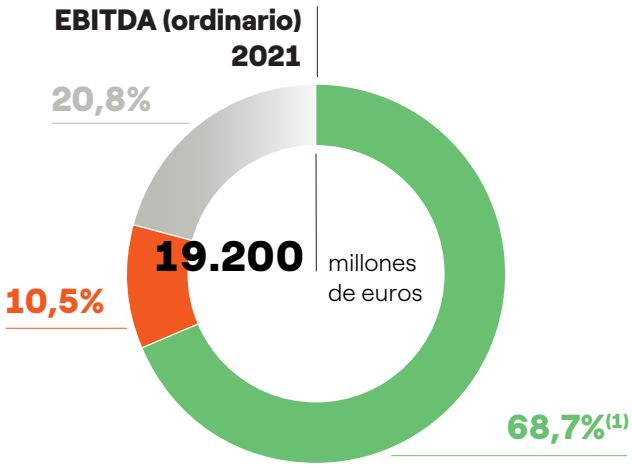
(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

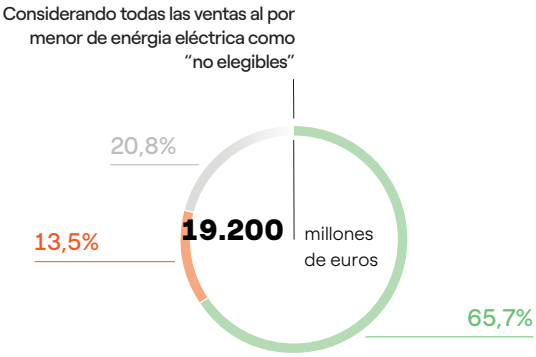
El aumento del **margen bruto de explotación ordinario** se debe principalmente al desarrollo de nuevas iniciativas comerciales por parte de Enel X, especialmente en Italia, y a la puesta en marcha de nuevas plantas de generación renovable, sobre todo en Brasil, así como a la plusvalía obtenida por la venta de Open Fiber en el marco del modelo de negocio de Stewardship.
Estos efectos solo se compensaron en parte por los menores márgenes, principalmente en Italia, en las actividades de trading y en los Mercados finales debido a la liberación de una provisión (por 75 millones de euros) en 2020 relacionada con un litigio con un operador y el reconocimiento de una multa de 27 millones de euros impuesta por la Autoridad de Privacidad en 2021. El EBITDA se vio afectado por la evolución desfavorable de los tipos de cambio en 314 millones de euros, principalmente en América Latina.

Por último, cabe señalar los siguientes efectos adicionales, que se compensan:
- liberación, en 2020, de la provisión de descuentos energéticos en España, neta de las provisiones para incentivos de despido por un total de 377 millones de euros;
- mayores provisiones, en 2020, para incentivos de despido en Italia debido a la aplicación del artículo 4 de la Ley Fornero por 126 millones de euros;
- liberación en 2021 de las provisiones constituidas previamente a raíz del cierre del litigio sobre las tarifas del agua en España, que ascienden a 300 millones de euros;
- ingresos, reconocidos en 2021, por el reembolso relacionado con el plan de asignación gratuita de CO_2 en España por 186 millones de euros;
- menores ingresos relacionados con el negocio de la electricidad (288 millones de euros), principalmente relacionados con el restablecimiento de los cargos del sistema y las tarifas de la red (resoluciones 50/2018 y 461/2020 de la Autoridad Reguladora de Redes de Energía y Medio Ambiente (ARERA, por sus siglas en italiano)), dentro del ámbito de la distribución en Italia.

Además, con referencia al margen bruto de explotación ordinario, se informan los resultados de la alineación de esta métrica con la taxonomía europea en relación con su contribución sustancial al objetivo de mitigación del cambio climático, en cumplimiento del principio de no perjudicar otros objetivos medioambientales (DNSH) y de las salvaguardias sociales mínimas, como se especifica en los apartados "Taxonomía de la Unión Europea" y "Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea".

Margen bruto de explotación ordinario según la taxonomía europea





(1) Excluyendo del EBITDA ordinario la plusvalía obtenida con la venta de Open Fiber, el EBITDA ordinario elegible-alineado corresponde a un 75,6%.

Elegibles-alineadas Elegibles-no alineadas No elegibles

El 68,7% del margen bruto de explotación ordinario corresponde a actividades comerciales alineadas con la taxonomía europea, frente al 73,4% en 2020. Considerando todas las ventas al por menor de enérgia eléctrica como "no elegibles", se alinea el 65,8% del margen bruto de explotación ordinario en 2021.

El porcentaje de margen bruto de explotación ordinario de las actividades elegibles-alineadas con la taxonomía europea disminuye en 2021 en comparación con 2020 debido principalmente a los fenómenos ya comentados en "Volumen de negocio 'Ingresos' según la taxonomía europea".

HIG

Margen bruto de explotación

Millones de euros	2021							
	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Total
Margen bruto de explotación ordinario	**1.702**	**4.815**	**7.663**	**3.086**	**298**	**79**	**1.567**	**19.210**
Transición energética y tasas de digitalización	(795)	(47)	(423)	(94)	(15)	(160)	(56)	(1.590)
Gastos de COVID-19	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(5)	(1)	(53)
Margen bruto de explotación	**899**	**4.761**	**7.210**	**2.990**	**283**	**(86)**	**1.510**	**17.567**

Millones de euros	2020							
	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes[(1)]	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Total[(1)]
Margen bruto de explotación ordinario	**2.230**	**4.721**	**7.801**	**3.197**	**161**	**94**	**(177)**	**18.027**
Transición energética y tasas de digitalización	(517)	(64)	(231)	(65)	(7)	(95)	(12)	(991)
Gastos de COVID-19	(13)	(10)	(50)	(11)	(2)	(46)	(1)	(133)
Margen bruto de explotación	**1.700**	**4.647**	**7.520**	**3.121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16.903**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

El Grupo continuó con el proceso de transición energética y digitalización con provisiones adicionales para gastos de personal, costes de reestructuración y reconversión de algunas plantas en Italia y ajustes de valor de los inventarios de combustible y piezas de repuesto asociados a las plantas de carbón que no se incluyeron en el margen bruto de explotación ordinario.

Resultado de operación ordinario

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Generación Termoeléctrica y Trading	729	1.456	(727)	-49,9%
Enel Green Power	3.480	3.460	20	0,6%
Infraestructuras y Redes[(1)]	4.813	4.846	(33)	-0,7%
Mercados finales	1.753	1.906	(153)	-8,0%
Enel X	44	(7)	51	-
Servicios	(113)	(85)	(28)	-32,9%
Holding y Otros	1.529	(205)	1.734	-
Total[(1)]	**12.235**	**11.371**	**864**	**7,6%**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

El **resultado de operación ordinario** en 2021 aumentó en 864 millones de euros debido al efecto de los comentarios anteriores sobre el margen bruto de explotación ordinario y, sobre todo, a las mayores amortizaciones reconocidas en 2021 en el sector de la distribución en Italia y España debido a la obsolescencia técnica de determinados contadores electrónicos, que provocó una reducción de su vida útil restante, y a las nuevas instalaciones que entraron en funcionamiento en los dos últimos años.

Resultado de operación

Millones de euros	2021							
	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Total
Resultado de operación ordinario	**729**	**3.480**	**4.813**	**1.753**	**44**	**(113)**	**1.529**	**12.235**
Tasas y ajuste de valores para la transición energética y la digitalización	(1.819)	(47)	(423)	(94)	(15)	(160)	(56)	(2.614)
Ajuste de valor de las instalaciones de producción situadas en España – Territorios No Peninsulares, México y Australia	(1.488)	(185)	–	–	–	–	–	(1.673)
Otros ajustes de valor	–	(159)	(12)	–	1	(45)	–	(215)
Gastos de COVID-19	(8)	(7)	(30)	(2)	–	(5)	(1)	(53)
Resultado de operación	**(2.586)**	**3.082**	**4.348**	**1.657**	**30**	**(323)**	**1.472**	**7.680**

Millones de euros	2020							
	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes[1]	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Total[1]
Resultado de operación ordinario	**1.456**	**3.460**	**4.846**	**1.906**	**(7)**	**(85)**	**(205)**	**11.371**
Planes de reestructuración para los procesos de descarbonización y digitalización	(1.422)	(50)	(231)	(65)	(7)	(95)	(12)	(1.882)
Correcciones de valor de las UGE México, Australia y Argentina	–	(534)	(216)	–	–	–	–	(750)
Otros ajustes de valor	(6)	(132)	–	(13)	–	–	–	(151)
Gastos de COVID-19	(13)	(10)	(50)	(11)	(2)	(46)	(1)	(133)
Resultado de operación	**15**	**2.734**	**4.349**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.455**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Los elementos no recurrentes más significativos, además de los ya comentados en el margen bruto de explotación, fueron los ajustes por deterioro de las centrales de carbón, principalmente en Italia, en el marco de la transición energética más amplia que es un pilar estratégico del Grupo, y los ajustes por deterioro, tras las pruebas de deterioro, de los activos de las UGE españolas de los Territorios No Peninsulares (por 1.488 millones de euros), México (por 155 millones de euros) y Australia (por 30 millones de euros). Otros ajustes por deterioro incluyen principalmente el deterioro de los activos asociados a la planta de PH Chucas en Costa Rica para reflejar el deterioro de la rentabilidad futura de esta planta y el deterioro de 45 millones de euros de la sede central tras la demolición parcial del edificio en renovación.

Resultado neto del Grupo ordinario

El **resultado neto del Grupo ordinario** en 2021 ascendió a 5.593 millones de euros, frente a los 5.197 millones de euros del mismo período del año anterior.
Este aumento se debe a las variaciones positivas comentadas del resultado de operación ordinario, compensadas en parte por el aumento del tipo impositivo.
En este sentido, la incidencia fiscal es mayor en 2021 debido a:

- las reformas fiscales en Argentina y Colombia;
- la inspección fiscal en Enel Iberia y el correspondiente ajuste del crédito fiscal;
- el beneficio fiscal reconocido en 2020 en Italia con referencia al Patent Box.

Estos efectos fueron parcialmente compensados por la aplicación del régimen fiscal favorable del PEX sobre la plusvalía realizada en la venta de la participación en Open Fiber.

Resultado neto del Grupo

El **resultado neto del Grupo** para 2021 asciende a 3.189 millones de euros (2.610 millones de euros en 2020), lo que supone un aumento de 579 millones de euros respecto a 2020. La siguiente tabla muestra la conciliación entre el resultado neto ordinario del Grupo y el resultado neto del Grupo, destacando las partidas no ordinarias y sus respectivos efectos en el resultado, netos de los correspondientes efectos fiscales y de las participaciones no mayoritarias.

Millones de euros

	2021	2020
Resultado neto del Grupo ordinario	**5.593**	**5.197**
Transición energética y tasas de digitalización	(1.839)	(1.020)
Ajuste de valor de las instalaciones de producción	(1.027)	(637)
Otros ajustes de valor	(42)	(11)
Gastos de COVID-19	(36)	(86)
Ajuste de determinados activos relacionados con la venta de la participación en Slovenské elektrárne	540	(833)
Resultado neto del Grupo	**3.189**	**2.610**

Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea

Proceso de cálculo de las métricas financieras

Tal y como se describe en el apartado "Taxonomía de la Unión Europea" Enel por medio de un proceso específico de implementación ha clasificado todas sus actividades económicas a lo largo de su cadena de valor de acuerdo con las tres categorías siguientes: elegibles-alineadas, elegibles-no alineadas y no elegibles.

El cálculo de las métricas financieras asociadas a cada actividad económica se realizó mediante un proceso específico en el que se aplicaron los siguientes criterios y se hicieron las siguientes consideraciones.

- Las tres métricas financieras exigidas por el reglamento de taxonomía de la UE: volumen de negocio "Ingresos", gastos de capital (Capex) "Inversiones" y gastos de explotación (Opex) "gastos ordinarios de explotación" se han calculado según el análisis de admisibilidad descrito en la sección "Taxonomía de la Unión Europea".
- Aunque no se requiere expresamente, Enel también ha realizado una evaluación en términos del margen bruto de explotación ordinario, por considerar que esta métrica representa el rendimiento financiero real de las empresas de servicios públicos integrados como Enel.
- La información financiera se ha recogido del sistema informático de contabilidad utilizado por el Grupo Enel o de los sistemas de gestión utilizados por las Líneas de Negocio de la empresa. Sin embargo, también se hicieron algunas aproximaciones para proporcionar una representación más detallada de las cifras o para excluir algunas actividades específicas del cálculo global de la alineación elegible (como la generación hidroeléctrica no alineada o las infraestructuras consideradas como eelegibles-no alineadas entre los sistemas de distribución elegibles-no alineados).

  Por ejemplo, se utilizaron los siguientes *proxies*:
  - hidroeléctrica: se excluyeron las centrales hidroeléctricas elegibles-no alineadas considerando su producción multiplicada por los ingresos unitarios medios para los años 2020 y 2021. Este enfoque también se extendió a las inversiones, los gastos de explotación ordinarios y el margen bruto de explotación ordinario;
  - distribución: las nuevas conexiones entre una subestación o red y una central eléctrica con una intensidad de GEI superior al umbral de 100 gCO_{2eq}/kWh se han excluido considerando su capacidad (en MW) multiplicada por los ingresos medios (k€/MW) para los años 2020 y 2021. Este enfoque se ha aplicado únicamente a los ingresos y a las inversiones.
- Los datos financieros agregados de los informes se refieren a valores "sectoriales" e incluyen partidas relacionadas con terceros e intercambios intersectoriales.
- Los ingresos de las actividades de venta de energía se han calculado teniendo en cuenta la cantidad de energía vendida a nivel minorista por las empresas del Grupo en Italia y España a través de garantías de origen (basadas en datos de las autoridades nacionales) y aplicando el ingreso unitario medio. Estos ingresos se consideran elegibles-alineados, ya que se refieren a la electricidad producida mediante tecnologías que cumplen los criterios de selección técnica de la taxonomía europea. Este enfoque también se ha aplicado a las inversiones, los gastos ordinarios de explotación y el margen bruto de explotación ordinario. Para evitar el doble recuento, los ingresos elegibles por sector son netos del comercio intersectorial (Enel Green Power, Distribución y Minorista).
- Las cifras de 2020 se han reexpresado en función del nuevo análisis de elegibilidad realizado en 2021 tras la publicación del Informe de Sostenibilidad 2020 y la publicación de la Ley del Clima en el Diario Oficial de la Unión Europea. Las principales diferencias en cada segmento de negocio son las siguientes:
  - generación de electricidad: el 100% de la capacidad geotérmica instalada se considera ahora elegible-alineada, frente al 10% del análisis anterior, mientras que un 0,5% adicional de la capacidad hidroeléctrica instalada se considera ahora elegible (del 99% al 99,5%);
  - transmisión y distribución de electricidad: los OSD de Chile, Colombia y Perú se consideran ahora elegibles, y las nuevas infraestructuras instaladas en 2020 para conectar centrales eléctricas con un umbral de intensidad de carbono superior a 100 gCO_{2eq}/kWh se han excluido de los datos financieros de todos los OSD elegibles-alineados;
  - Enel X: las soluciones de e-Home y de energía distribuida se consideran ahora elegibles-alineadas (antes se consideraban no elegibles);
  - ventas: las actividades de venta al por menor de electricidad en Italia y España a través de garantías de origen se consideran ahora elegibles-alineadas (antes se consideraban no elegibles).
- Los ingresos totales, las inversiones y el margen bruto de explotación ordinario de cada actividad específica corresponden a los valores totales del Grupo, mientras que los gastos de explotación ordinarios totales de cada actividad específica corresponden únicamente a

los costes ordinarios totales de los tipos de gastos de explotación previstos por la taxonomía europea.

- La parte de los KPI relativos a cada actividad específica se calcula sobre el total de los ingresos, las inversiones y el margen bruto de explotación ordinario del Grupo y sobre el total de los costes ordinarios de los tipos de gastos de explotación previstos por la taxonomía europea. La parte de los ingresos, las inversiones, los gastos de explotación ordinarios y el margen bruto de explotación ordinario de cada actividad económica contribuye al objetivo de mitigación del cambio climático. Este es el único objetivo de la taxonomía europea que se muestra en la tabla, ya que el análisis de alineación solamente se realizó para este objetivo por ser más relevante que el objetivo de adaptación al cambio climático y los criterios para los demás objetivos medioambientales aún no están disponibles.

El Plan Estratégico 2021-2023 presentado en el Día de los Mercados de Capitales 2020 celebrado en noviembre de 2020 establecía una horquilla de entre el 80% y el 90% de las inversiones alineadas con la taxonomía europea para el trienio debido a la incertidumbre regulatoria cuando se anunció (el Acto Delegado sobre el Clima aún no había sido aprobado). Sin embargo, el 85,6% del gasto de capital fijado para 2021 en el Plan Estratégico 2021-2023 se considera ahora alineado con la taxonomía europea según el análisis actualizado en 2021. Para los datos actualizados de 2020, se consideran los mismos cambios principales. Además, el nuevo Plan Estratégico 2022-2024 presentado en el Día de los Mercados de Capitales 2021 prevé que más del 85% de los gastos de capital se destinen a actividades alineadas en el período 2022-2024.

Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea

En 2021, el nivel de alineación de las actividades económicas del Grupo con la taxonomía europea, debido a su contribución sustancial al objetivo de mitigación del cambio climático, en cumplimiento del principio de no perjudicar otros objetivos medioambientales (DNSH) y de las salvaguardias sociales mínimas, se pone de manifiesto en las tablas siguientes y en los apartados "Ingresos", "Gastos" y "Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario" e "Inversiones".

Por último, cabe señalar que la información sobre la taxonomía de la UE de conformidad con el Reglamento de la UE y el Acto Delegado se recoge íntegramente en el Informe de Sostenibilidad 2021 – Declaración Consolidada No Financiera de conformidad con el Reglamento (UE) 2020/852.

Volume de negocio "Ingresos" según la taxonomía europea

Actividad económica	Código taxonomía	Volumen de negocio "Ingresos"[1] 2021	Parte del negocio "Ingresos"[2] 2021	Volumen de negocio "Ingresos"[1] 2020	Parte del negocio "Ingresos"[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]						Salvaguardias sociales mínimas[5]	Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas		Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
A.1 Actividades elegibles y alineadas con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de energía eólica	4.3	2.392	2,7	2.195	3,3	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica	4.1	761	0,9	477	0,7	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	5.976	6,8	4.543	6,9	100,0		S	S			S	S		
Producción de electricidad a partir de energía geotérmica	4.6	380	0,4	484	0,8	100,0		S	S		S	S	S		
Almacenamiento de electricidad	4.10	-	-	-	-	100,0		S	S	S		S	S		
Intercompany entre Enel Green Power y Retail		(795)	(0,9)	(760)	(1,2)			S		S	S	S			
Trasmisión y distribución de energía eléctrica	4.9	19.907	22,6	18.761	28,4	100,0							S	H	
Intercompany entre e-distribuzione y Retail		(770)	(0,9)	(786)	(1,2)			S			S				
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	239	0,3	243	0,4	100,0		S			S		S		
Transporte urbano y suburbano, transporte de pasajeros en la carretera (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	62	0,1	5	-	100,0		S		S	S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	9	-	1	-	100,0		S			S		S		
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.5 Instalación, mantenimiento y reparación de instrumentos y dispositivos de medición, regulación y control de la eficiencia energética de los edificios 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	334	0,4	223	0,4	100,0		S			S		S		

A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA

	Actividad económica	Código taxonomía	Volumen de negocio "Ingresos"[1] 2021	Parte del negocio "Ingresos"[2] 2021	Volumen de negocio "Ingresos"[1] 2020	Parte del negocio "Ingresos"[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]							Categoría[6]	
								Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas	Salvaguardias sociales mínimas[5]	Actividad de habilitación	Actividad de transición
			millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA	Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos de eficiencia energética (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	9	-	1	-	100,0		S			S		S		
	Servicios profesionales relacionados con el rendimiento energético de los edificios (Enel X - Customer Insight)	9.3	88	0,1	98	0,1	100,0		S					S		
	7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	55	-	44	0,1	100,0		S			S		S		
	Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	24	-	16	-	100,0		S					S		
	6.13 Infraestructura para la movilidad personal 7.4 Instalación, mantenimiento y reparación de estaciones de recarga para vehículos eléctricos en edificios (y plazas de aparcamiento en edificios) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	63	0,1	32	-	100,0		S	S	S	S	S	S		
	Mercado (venta de energía con garantías de origen a clientes finales)		6.416	7,3	4.919	7,5										
	Volumen de negocio de las actividad elegibles y alineadas con la taxonomía (A.1)		**35.150**	**39,9**	**30.496**	**46,2**	**100,0**									
A2. ACTIVIDADES ELEGIBLES-NO ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA	**A.2 Actividad elegibles y no alineadas con la taxonomía**															
	Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	28	-	18	-										
	Transporte y distribución de electricidad (Argentina y nuevas conexiones a instalaciones con umbral > 100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	689	0,8	648	1,0										
	Mercado (venta de energía sin garantías de origen a clientes finales)		24.890	28,3	19.916	30,2										
	Volumen de negocio de actividades elegibles y no alineadas con la taxonomía (A.2)		**25.607**	**29,1**	**20.582**	**31,2**										
	Total (A.1 + A.2)		**60.757**	**69,0**	**51.078**	**77,4**										

Actividad económica	Código taxonomía	Volumen de negocio "Ingresos"(1) 2021	Parte del negocio "Ingresos"(2) 2021	Volumen de negocio "Ingresos"(1) 2020	Parte del negocio "Ingresos"(2) 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático(3)	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")(4)						Salvaguardias sociales mínimas(5)	Categoría(6)	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas		Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
B. Actividades no eligibles con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de carbón y combustibles fósiles líquidos		1.904	2,2	1.639	2,5										
Producción de electricidad a partir de gas		8.064	9,1	4.783	7,2										
Producción de electricidad a partir de energía nuclear		1.388	1,6	1.342	2,0										
Enel X (solo actividades no elegibles)		798	0,9	585	0,9										
Trading (venta de electricidad al por mayor)		21.799	24,8	13.973	21,2										
Mercado (venta de gas a clientes finales)		6.276	7,1	3.821	5,8										
Servicios, Holding y Otros		3.930	4,5	2.025	3,1										
Eliminaciones y correcciones		(16.910)	(19,2)	(13.242)	(20,1)										
Volumen de nogocio de actividades no eligibles con la taxonomía (B)		**27.249**	**31,0**	**14.926**	**22,6**										
Total (A + B)		**88.006**	**100,0**	**66.004**	**100,0**										

(1) **Volumen de negocio "Ingresos":** ingresos de cada actividad individual. En caso de que una actividad esté presente tanto en A.1 como en A.2 o B, la cifra se refiere a la proporción de la actividad que corresponde a A.1, A.2 o B.
(2) **Parte del negocio "Ingresos":** porcentaje de los ingresos de cada actividad individual en los ingresos totales del Grupo.
(3) **Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático:** se refiere a la parte de los ingresos de cada actividad económica individual (indicada en la columna Volumen de negocio "Ingresos") que contribuye a la mitigación del cambio climático. Este es el único objetivo de la taxonomía europea que aparece en la tabla, ya que el análisis de alineación se realizó solo para este objetivo por considerarse más relevante que el de adaptación al cambio climático, mientras que los criterios para los demás objetivos medioambientales aún no están disponibles.
(4) **DNSH:** para cada actividad, se especifican los objetivos medioambientales que cumplen los criterios DNSH.
(5) **Salvaguardias sociales mínimas:** indica si se cumplen las garantías sociales mínimas para cada actividad individual.
(6) **Categoría:** especifica si la actividad contribuye directamente a la mitigación del clima o es una actividad de habilitación o de transición.

Gastos de capital (Capex) "Inversiones" según la taxonomía europea

Actividad económica	Código taxonomía	Gastos de capital (Capex) "Inversiones"[1] 2021	Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones"[2] 2021	Gastos de capital (Capex) "Inversiones"[1] 2020	Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones"[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]							Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas	Salvaguardias sociales mínimas[5]	Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
A.1 Actividades elegibles y alineadas con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de energía eólica	4.3	2.971	22,6	2.601	25,5	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica	4.1	1.991	15,2	1.430	14,0	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	416	3,2	333	3,3	100,0		S	S			S	S		
Producción de electricidad a partir de energía geotérmica	4.6	122	0,9	146	1,4	100,0		S	S		S	S	S		
Almacenamiento de electricidad	4.10	153	1,2	23	0,2	100,0		S	S	S		S	S		
Trasmisión y distribución de energía eléctrica	4.9	5.109	39,0	3.836	37,6	100,0		S		S	S	S	S	H	
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	53	0,4	47	0,5	100,0		S			S		S		
Transporte urbano y suburbano, transporte de pasajeros en la carretera (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	(1)	-	32	0,3	100,0		S		S	S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	2	-	1	-	100,0		S			S		S		
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.5 Instalación, mantenimiento y reparación de instrumentos y dispositivos de medición, regulación y control de la eficiencia energética de los edificios 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	54	0,4	35	0,4	100,0		S			S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos de eficiencia energética (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	3	-	-	-	100,0		S			S		S		

A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA

Actividad económica	Código taxonomía	Gastos de capital (Capex) "Inversiones"[1] 2021	Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones"[2] 2021	Gastos de capital (Capex) "Inversiones"[1] 2020	Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones"[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]							Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas	Salvaguardias sociales mínimas[5]	Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
Servicios profesionales relacionados con el rendimiento energético de los edificios (Enel X – Customer Insight)	9.3	3	–	1	–	100,0		S					S		
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X – Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	8	0,1	7	0,1	100,0		S			S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X – Battery Energy Storage)	7.6 (f)	34	0,3	10	0,1	100,0		S					S		
6.13 Infraestructura para la movilidad personal 7.4 Instalación, mantenimiento y reparación de estaciones de recarga para vehículos eléctricos en edificios (y plazas de aparcamiento en edificios) (Enel X – Mobility)	6.13 7.4	51	0,4	45	0,4	100,0		S	S	S	S	S	S		
Mercado (venta de energía con garantías de origen a clientes finales)		121	0,9	88	0,9										
Capex de las actividades elegibles y alineadas con la taxonomía (A.1)		**11.090**	**84,6**	**8.635**	**84,7**	100,0									
A.2 Actividad elegibles y no alineadas con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	2	–	2	–										
Transporte y distribución de electricidad (Argentina y nuevas conexiones a instalaciones con umbral > 100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	174	1,3	100	1,0										
Mercado (venta de energía sin garantías de origen a clientes finales)		425	3,3	305	3,0										
Capex de las actividades elegibles y no alineadas con la taxonomía (A.2)		**601**	**4,6**	**407**	**4,0**										
Total (A.1 + A.2)		**11.691**	**89,2**	**9.042**	**88,7**										

A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA

A2. ACTIVIDADES ELEGIBLES-NO ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA

B. ACTIVIDADES NO ELIGIBLES CON LA TAXONOMÍA

Actividad económica	Código taxonomía	Gastos de capital (Capex) "Inversiones"[1] 2021	Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones"[2] 2021	Gastos de capital (Capex) "Inversiones"[1] 2020	Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones"[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]: Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas	Salvaguardias sociales mínimas[5]	Categoría[6]: Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
B. Actividades no eligibles con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de carbón y combustibles fósiles líquidos		49	0,4	67	0,7										
Producción de electricidad a partir de gas		499	3,8	383	3,8										
Producción de electricidad a partir de energía nuclear		165	1,3	146	1,4										
Enel X (solo actividades no elegibles)		160	1,2	125	1,2										
Trading (venta de electricidad al por mayor)		65	0,5	54	0,5										
Mercado (venta de gas a clientes finales)		97	0,7	67	0,6										
Servicios, Holding y Otros		207	1,6	174	1,7										
Eliminaciones y correcciones		175	1,3	139	1,4										
Capex de las actividades no elegibles con la taxonomía (B)		**1.417**	**10,8**	**1.155**	**11,3**										
Total (A + B)		**13.108**	**100,0**	**10.197**	**100,0**										

(1) Gastos de capital (Capex) "Inversiones": inversiones de cada actividad individual. En caso de que una actividad esté presente tanto en A.1 como en A.2 o B, la cifra se refiere a la proporción de la actividad que corresponde a A.1, A.2 o B.
(2) Parte de gastos de capital (Capex) "Inversiones": porcentaje de las inversiones de cada actividad individual en las inversiones totales del Grupo.
(3) Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático: se refiere a la parte de las inversiones (Capex) de cada actividad económica individual (indicada en la columna Gastos de capital (Capex) "Inversiones") que contribuye a la mitigación del cambio climático. Este es el único objetivo de la taxonomía europea que aparece en la tabla, ya que el análisis de alineación se realizó solo para este objetivo por considerarse más relevante que el de adaptación al cambio climático, mientras que los criterios para los demás objetivos medioambientales aún no están disponibles.
(4) DNSH: para cada actividad, se especifican los objetivos medioambientales que cumplen los criterios DNSH.
(5) Salvaguardias sociales mínimas: indica si se cumplen las garantías sociales mínimas para cada actividad individual.
(6) Categoría: especifica si la actividad contribuye directamente a la mitigación del clima o es una actividad de habilitación o de transición.

Gastos de explotación (Opex) según la taxonomía europea

Actividad económica	Código taxonomía	Gastos de explotación (Opex)[1] 2021	Parte de gastos de explotación (Opex)[2] 2021	Gastos de explotación (Opex)[1] 2021	Parte de gastos de explotación (Opex)[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]						Salvaguardias sociales mínimas[5]	Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas		Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
A.1 Actividades elegibles y alineadas con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de energía eólica	4.3	101	7,3	86	5,9	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica	4.1	44	3,2	27	1,9	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	188	13,5	191	13,1	100,0		S	S			S	S		
Producción de electricidad a partir de energía geotérmica	4.6	6	0,4	6	0,4	100,0		S	S		S	S	S		
Almacenamiento de electricidad	4.10	-	-	-	-	100,0		S	S	S		S	S		
Trasmisión y distribución de energía eléctrica	4.9	546	39,3	636	43,5									H	
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	2	0,1	2	0,1	100,0		S		S	S	S	S		
Transporte urbano y suburbano, transporte de pasajeros en la carretera (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	-	-	-	-										
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	-	-	-	-	100,0		S			S		S		
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.5 Instalación, mantenimiento y reparación de instrumentos y dispositivos de medición, regulación y control de la eficiencia energética de los edificios 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	2	0,1	1	0,1	100,0		S		S	S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos de eficiencia energética (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	-	-	-	-	100,0		S			S		S		

A.1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA

								Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]							Categoría[6]	
Actividad económica	Código taxonomía	Gastos de explotación (Opex)[1] 2021	Parte de gastos de explotación (Opex)[2] 2021	Gastos de explotación (Opex)[1] 2021	Parte de gastos de explotación (Opex)[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas	Salvaguardias sociales mínimas[5]	Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA															
Servicios profesionales relacionados con el rendimiento energético de los edificios (Enel X - Customer Insight)	9.3	1	0,1	1	0,1	100,0		S			S		S		
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	-	-	-	-	100,0		S			S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	1	0,1	1	0,1	100,0		S					S		
6.13 Infraestructura para la movilidad personal 7.4 Instalación, mantenimiento y reparación de estaciones de recarga para vehículos eléctricos en edificios (y plazas de aparcamiento en edificios) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	1	0,1	2	0,1	100,0		S			S		S		
Mercado (venta de energía con garantías de origen a clientes finales)		6	0,4	5	0,3	100,0		S					S		
Opex de las actividades elegibles y alineadas con la taxonomía (A.1)		**898**	**64,6**	**958**	**65,6**	100,0									
A2. ACTIVIDADES ELEGIBLES-NO ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA															
A.2 Actividad elegibles y no alineadas con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	1	0,1	1	-										
Transporte y distribución de electricidad (Argentina y nuevas conexiones a instalaciones con umbral > 100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	25	1,8	19	1,3										
Mercado (venta de energía sin garantías de origen a clientes finales)		34	2,4	29	2,0										
Opex de las actividades elegibles y no alineadas con la taxonomía (A.2)		**60**	**4,3**	**49**	**3,3**										
Total (A.1 + A.2)		**958**	**68,9**	**1.007**	**68,9**										

Actividad económica	Código taxonomía	Gastos de explotación (Opex)[1] 2021	Parte de gastos de explotación (Opex)[2] 2021	Gastos de explotación (Opex)[1] 2021	Parte de gastos de explotación (Opex)[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]						Salvaguardias sociales mínimas[5]	Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas		Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
B. Actividades no eligibles con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de carbón y combustibles fósiles líquidos		59	4,2	78	5,3										
Producción de electricidad a partir de gas		228	16,4	233	15,9										
Producción de electricidad a partir de energía nuclear		97	7,0	95	6,5										
Enel X (solo actividades no elegibles)		18	1,3	13	0,9										
Trading (venta de electricidad al por mayor)		8	0,6	9	0,7										
Mercado (venta de gas a clientes finales)		8	0,6	5	0,3										
Servicios, Holding y Otros		99	7,1	101	7,0										
Eliminaciones y correcciones		(85)	(6,1)	(80)	(5,5)										
Opex de las actividades no elegibles con la taxonomía (B)		**432**	**31,1**	**454**	**31,1**										
Total (A + B)		**1.390**	**100,0**	**1.461**	**100,0**										

(1) **Gastos de explotación (Opex):** gastos de explotación ordinarios de cada actividad individual. En caso de que una actividad esté presente tanto en A.1 como en A.2 o B, la cifra se refiere a la proporción de la actividad que corresponde a A.1, A.2 o B.

(2) **Parte de gastos de explotación (Opex):** porcentaje de los gastos de explotación ordinarios de cada actividad individual en los gastos de explotación ordinarios totales del Grupo.

(3) **Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático:** se refiere a la parte de los gastos de explotación ordinarios (Opex) de cada actividad económica individual (indicada en la columna Gastos de explotación (Opex)) que contribuye a la mitigación del cambio climático. Este es el único objetivo de la taxonomía europea que aparece en la tabla, ya que el análisis de alineación se realizó solo para este objetivo por considerarse más relevante que el de adaptación al cambio climático, mientras que los criterios para los demás objetivos medioambientales aún no están disponibles.

(4) **DNSH:** para cada actividad, se especifican los objetivos medioambientales que cumplen los criterios DNSH.

(5) **Salvaguardias sociales mínimas:** indica si se cumplen las garantías sociales mínimas para cada actividad individual.

(6) **Categoría:** especifica si la actividad contribuye directamente a la mitigación del clima o es una actividad de habilitación o de transición.

Margen bruto de explotación ordinario según la taxonomía europea

Actividad económica	Código taxonomía	Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[1] 2021	Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[2] 2021	Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[1] 2020	Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]							Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas	Salvaguardias sociales mínimas[5]	Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
A.1 Actividades elegibles y alineadas con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de energía eólica	4.3	1.393	7,3	1.490	8,3	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica	4.1	384	2,0	340	1,9	100,0		S		S		S	S		
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	2.771	14,4	2.570	14,2	100,0		S	S			S	S		
Producción de electricidad a partir de energía geotérmica	4.6	236	1,2	350	1,9	100,0		S	S		S	S	S		
Almacenamiento de electricidad	4.10	-	-	-	-	100,0		S	S	S		S	S		
Trasmisión y distribución de energía eléctrica	4.9	7.616	39,7	7.748	43,0	100,0		S		S	S	S	S	H	
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Smart Lighting)	7.3 (d)	73	0,4	91	0,5	100,0		S			S		S		
Transporte urbano y suburbano, transporte de pasajeros en la carretera (Enel X - e-Bus)	6.3 (a)	14	0,1	2	-	100,0				S		S	S		S
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética (Enel X - Energy Efficiency)	7.3 (a-e)	2	-	-	-	100,0				S			S		S
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.5 Instalación, mantenimiento y reparación de instrumentos y dispositivos de medición, regulación y control de la eficiencia energética de los edificios 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Home/Vivi Meglio Unifamiliare)	7.3 (a-e) 7.5 (a) 7.6 (a)	135	0,7	89	0,5	100,0		S			S		S		
Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos de eficiencia energética (Enel X - Condominium)	7.3 (a-e)	1	-	-	-	100,0		S			S		S		

A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA

Actividad económica	Código taxonomía	Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[1] 2021	Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[2] 2021	Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[1] 2020	Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]							Salvaguardias sociales mínimas[5]	Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas			Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N		H	T
A1. ACTIVIDADES ELEGIBLES-ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA																
Servicios profesionales relacionados con el rendimiento energético de los edificios (Enel X - Customer Insight)	9.3	16	0,1	13	0,1	100,0		S					S			
7.3 Instalación, mantenimiento y reparación de dispositivos para eficiencia energética 7.6 Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Distributed Energy)	7.3 (d,e) 7.6 (a)	5	-	3	-	100,0		S			S		S			
Instalación, mantenimiento y reparación de tecnologías para las energías renovables (Enel X - Battery Energy Storage)	7.6 (f)	(3)	-	3	-	100,0		S					S			
6.13 Infraestructura para la movilidad personal 7.4 Instalación, mantenimiento y reparación de estaciones de recarga para vehículos eléctricos en edificios (y plazas de aparcamiento en edificios) (Enel X - Mobility)	6.13 7.4	(11)	(0,1)	(40)	(0,2)	100,0		S	S	S	S	S	S			
Mercado (venta de energía con garantías de origen a clientes finales)		565	2,9	568	3,2											
EBITDA ordinario de las actividades elegibles y alineadas con la taxonomía (A.1)		**13.197**	**68,7**	**13.227**	**73,4**	100,0										
A2. ACTIVIDADES ELEGIBLES-NO ALINEADAS CON LA TAXONOMÍA																
A.2 Actividad elegibles y no alineadas con la taxonomía																
Producción de electricidad a partir de energía hidroeléctrica	4.5	17	0,1	9	-											
Transporte y distribución de electricidad (Argentina y nuevas conexiones a instalaciones con umbral > 100 gCO_{2eq}/kWh)	4.9	4	-	48	0,3											
Mercado (venta de energía sin garantías de origen a clientes finales)		1.990	10,4	2.065	11,4											
EBITDA ordinario de las actividades elegibles y no alineadas con la taxonomía (A.2)		**2.011**	**10,5**	**2.122**	**11,7**											
Total (A.1 + A.2)		**15.208**	**79,2**	**15.349**	**85,1**											

B. ACTIVIDADES NO ELIGIBLES CON LA TAXONOMÍA

Actividad económica	Código taxonomía	Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[1] 2021	Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[2] 2021	Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[1] 2020	Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario[2] 2020	Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático[3]	Criterios DNSH ("No causar daños significativos")[4]						Salvaguardias sociales mínimas[5]	Categoría[6]	
							Mitigación del cambio climático	Adaptación al cambio climático	Recursos hídricos y marinos	Economía circular	Contaminación	Biodiversidad y ecosistemas		Actividad de habilitación	Actividad de transición
		millones de euros	%	millones de euros	%	%	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	H	T
B. Actividades no elegibles con la taxonomía															
Producción de electricidad a partir de carbón y combustibles fósiles líquidos		282	1,4	535	3,0										
Producción de electricidad a partir de gas		906	4,7	659	3,7										
Producción de electricidad a partir de energía nuclear		416	2,2	439	2,4										
Enel X (solo actividades no elegibles)		68	0,3	1	-										
Trading (venta de electricidad al por mayor)		98	0,5	597	3,3										
Mercado (venta de gas a clientes finales)		422	2,2	447	2,5										
Servicios, Holding y Otros		1.645	8,6	(83)	(0,5)										
Eliminaciones y correcciones		165	0,9	83	0,5										
EBITDA ordinario de las actividades no elegibles con la taxonomía (B)		**4.002**	**20,8**	**2.678**	**14,9**										
Total (A + B)		**19.210**	**100,0**	**18.027**	**100,0**										

(1) **Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario:** margen bruto de explotación ordinario de cada actividad individual. En caso de que una actividad esté presente tanto en A.1 como en A.2 o B, la cifra se refiere a la proporción de la actividad que corresponde a A.1, A.2 o B.
(2) **Parte del margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario:** porcentaje del margen bruto de explotación ordinario de cada actividad individual en el margen bruto de explotación ordinario total del Grupo.
(3) **Contribución sustancial a la mitigación del cambio climático:** se refiere a la parte del margen bruto de explotación ordinario de cada actividad económica individual (indicada en la columna Margen bruto de explotación (EBITDA) ordinario) que contribuye a la mitigación del cambio climático. Este es el único objetivo de la taxonomía europea que aparece en la tabla, ya que el análisis de alineación se realizó solo para este objetivo por considerarse más relevante que el de adaptación al cambio climático, mientras que los criterios para los demás objetivos medioambientales aún no están disponibles.
(4) **DNSH:** para cada actividad, se especifican los objetivos medioambientales que cumplen los criterios DNSH.
(5) **Salvaguardias sociales mínimas:** indica si se cumplen las garantías sociales mínimas para cada actividad individual.
(6) **Categoría:** especifica si la actividad contribuye directamente a la mitigación del clima o es una actividad de habilitación o de transición.

Valor económico generado y distribuido a las partes interesadas

Millones de euros		
	2021	**2020**
Valor económico generado directamente[1] [2]	**88.084**	**66.100**
Valor económico distribuido directamente		
Gastos operativos[1]	63.768	42.634
Coste del personal y beneficios	4.415	3.956
Pagos a prestamistas de capital (accionistas y financiadores)	7.428	7.082
Pagos a la Administración Pública[3] [4]	4.127	4.260
Valor económico total distribuido[1] [4]	**79.738**	**57.932**
Valor económico retenido[1] [2] [4]	**8.346**	**8.168**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación.Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.
(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.
(3) El importe corresponde al "Total Tax Borne", que representa los gastos fiscales incurridos por el Grupo; para más detalles, véase el Informe de Sostenibilidad del 2021 y la Declaración Consolidada No Financiera.
(4) La cifra de 2020 tiene en cuenta una determinación más precisa.

El valor económico generado y distribuido directamente por Enel, según los criterios de GRI 201, proporciona una indicación útil de cómo el Grupo ha creado riqueza para todas las partes interesadas. El aumento del valor económico directamente generado y de los costes de operación se ve afectado por el fuerte aumento de los precios de los productos básicos, en particular del gas.

Los pagos a los prestamistas de capital se incrementan como resultado de los cargos asociados con el cierre temprano de ciertas emisiones de bonos.

WEF

Análisis patrimonial y financiero del Grupo

€ 94.294 millones
CAPITAL NETO INVERTIDO
€ 87.772 millones en 2020

€ 51.952 millones
DEUDA FINANCIERA NETA
+14,4% en comparación con 2020

55,0%
FINANCIACIÓN SOSTENIBLE
sobre la deuda bruta € 71.969 millones

€ 13.108 millones
TOTAL DE INVERSIONES
de los cuales el 84,6% son elegibles y están alineadas según la taxonomía europea

Capital invertido neto y cobertura

Millones de euros	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Activos netos inmovilizados:				
- propiedades, planta y equipo y activos intangibles	102.733	96.489	6.244	6,5%
- plusvalía	13.821	13.779	42	0,3%
- inversiones valoradas con el método de la participación	704	861	(157)	-18,2%
- otros activos/(pasivos) no corrientes netos	(4.496)	(6.807)	2.311	34,0%
Total activos netos inmovilizados	**112.762**	**104.322**	**8.440**	**8,1%**
Capital circulante neto:				
- deudores comerciales	16.076	12.046	4.030	33,5%
- inventarios	3.109	2.401	708	29,5%
- préstamos netos a actores institucionales del mercado	(762)	(2.755)	1.993	72,3%
- otros activos/(pasivos) corrientes netos	(10.940)	(6.977)	(3.963)	-56,8%
- acreedores comerciales	(16.959)	(12.859)	(4.100)	-31,9%
Total capital circulante neto	**(9.476)**	**(8.144)**	**(1.332)**	**-16,4%**
Capital invertido bruto	**103.286**	**96.178**	**7.108**	**7,4%**
Fondos varios:				
- beneficios a los empleados	(2.724)	(2.964)	240	8,1%
- provisiones de riesgo y cargos e impuestos diferidos netos	(6.548)	(6.050)	(498)	-8,2%
Total fondos varios	**(9.272)**	**(9.014)**	**(258)**	**-2,9%**
Activos netos mantenidos para la venta	**280**	**608**	**(328)**	**-53,9%**
Capital invertido neto	**94.294**	**87.772**	**6.522**	**7,4%**
Patrimonio general	**42.342**	**42.357**	**(15)**	**-**
Endeudamiento financiero neto	**51.952**	**45.415**	**6.537**	**14,4%**

Los *propiedades, planta y equipo y activos intangibles* aumentaron principalmente por las inversiones en el período (12.090 millones de euros) y cambios en el perímetro (395 millones de euros), relacionados principalmente con la adquisición del control de Enel Green Power Australia. Estos impactos fueron compensados en parte, principalmente, por las amortizaciones y los deterioros en el año por 8.695 millones de euros.

La *plusvalía* aumenta como resultado del ajuste de los cambios.

Los *otros activos netos no corrientes* aumentaron por ajustes al valor razonable de los derivados y por el aumento de los activos financieros relacionados con los servicios de concesión a los que se aplica la CINIIF 12.

Las *inversiones valoradas con el método de la participación* se reducen principalmente como resultado del ajuste del valor de la participación en Slovak Power Holding, en particular, debido a la tendencia negativa del valor razonable de los derivados de *cash flow hedge*.

Los **activos netos mantenidos para la venta** se refieren principalmente a ciertos proyectos lanzados en Sudáfrica para los que existe una oferta vinculante para su futura venta. La reducción se debe a la venta de Open Fiber en el 2021 y a la venta de Enel Green Power Bulgaria.

El **capital invertido neto** al 31 de diciembre de 2021 ascendía a 94.294 millones de euros y está financiado por el patrimonio del Grupo y de terceros por 42.342 millones de euros y por la deuda financiera neta por 51.952 millones de euros. Este último, al 31 de diciembre de 2021, tuvo un impacto sobre el patrimonio neto de 1,23 (1,07 al 31 de diciembre de 2020).

Endeudamiento financiero neto

La deuda financiera neta se detalla en términos de composición y variaciones en el siguiente cuadro:

Millones de euros				
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021-2020**	
Deuda a largo plazo:				
- financiación bancaria	12.579	8.663	3.916	45,2%
- bonos	39.099	38.357	742	1,9%
- deudas con otros prestamistas[1]	2.942	2.499	443	17,7%
Deuda a largo plazo	*54.620*	*49.519*	*5.101*	*10,3%*
Créditos financieros y valores a largo plazo	(2.692)	(2.745)	53	1,9%
Deuda neta a largo plazo	**51.928**	**46.774**	**5.154**	**11,0%**
Deuda a corto plazo				
Financiación bancaria:				
- participación a corto plazo de la financiación bancaria a largo plazo	989	1.369	(380)	-27,8%
- otra financiación a corto plazo a los bancos	1.329	711	618	86,9%
Deuda bancaria a corto plazo	*2.318*	*2.080*	*238*	*11,4%*
Bonos (interés a corto plazo)	2.700	1.412	1.288	91,2%
Deudas con otros prestamistas (cuota a corto plazo)	342	387	(45)	-11,6%
Papel comercial	10.708	4.854	5.854	-
Garantía en efectivo sobre derivados y otras financiaciones	918	370	548	-
Otras deudas financieras a corto plazo[2]	363	415	(52)	-12,5%
Deuda con otros prestamistas a corto plazo	*15.031*	*7.438*	*7.593*	-
Deudas financieras a largo plazo (intereses a corto plazo)	(1.538)	(1.428)	(110)	-7,7%
Deudas financieras: garantía en efectivo	(6.485)	(3.223)	(3.262)	-
Otras deudas financieras a corto plazo	(356)	(253)	(103)	-40,7%
Disponibilidad hacia bancos y valores a corto plazo	(8.946)	(5.973)	(2.973)	-49,8%
Disponibilidad y deudas financieras en breve	*(17.325)*	*(10.877)*	*(6.448)*	*-59,3%*
Deuda neta a corto plazo	**24**	**(1.359)**	**1.383**	**-**
ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO	**51.952**	**45.415**	**6.537**	**14,4%**
Deuda financiera "Activos clasificados como mantenidos para la venta"	**699**	**646**	**53**	**8,2%**

(1) Incluye las "otras deudas financieras no corrientes" que figuran en la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" del estado de situación financiera.
(2) Incluye las deudas financieras corrientes incluidas en los "Otros pasivos financieros corrientes" del estado de situación financiera.

El **endeudamiento financiero neto**, equivalente a 51.952 millones de euros al 31 de diciembre de 2021, registró un incremento de 6.537 millones de euros frente a los 45.415 millones de euros al 31 de diciembre de 2020, debido principalmente a: (i) la demanda generada por las inversiones para el período (13.108 millones de euros, incluidos 111 millones de euros reclasificados como disponibles para la venta), incluidos los activos contractuales; (ii) el pago de

dividendos por un total de 5.041 millones de euros, incluidos los cupones pagados a los titulares de bonos híbridos por 71 millones de euros; (iii) a acciones minoritarias (1.295 millones de euros) relacionadas principalmente con el aumento de los intereses en Enel Américas tras la oferta pública de adquisición lanzada el 15 de marzo de 2021; (iv) la evolución desfavorable de los tipos de cambio por 1.918 millones de euros; (v) el aumento de la deuda de arrendamiento (479 millones de euros); (vi) los pagos y la consolidación de la deuda relacionados con operaciones de combinación de empresas en Australia, España e Italia, por un total de 283 millones de euros.

Los flujos de efectivo positivos generados por la gestión operativa (10.069 millones de euros), la emisión de bonos híbridos perpetuos (2.214 millones de euros netos de costes de transacción), la conversión de bonos híbridos en bonos híbridos perpetuos (967 millones de euros netos de costes de transacción) y la liquidez generada por la venta de Open Fiber por 2.423 millones de euros compensaron parcialmente las necesidades financieras relacionadas con los casos mencionados.

Al 31 de diciembre de 2021, la **deuda financiera bruta**, que presenta un aumento de 12.932 millones de euros con respecto al año anterior, ascendía a 71.969 millones de euros.

Endeudamiento financiero bruto

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Deuda bruta a largo plazo	Deuda bruta a corto plazo	Deuda bruta	Deuda bruta a largo plazo	Deuda bruta a corto plazo	Deuda bruta
Endeudamiento financiero bruto	58.651	13.318	71.969	52.687	6.350	59.037
de las cuales:						
- financiaciones sostenibles	*28.973*	*10.474*	*39.447*	*15.748*	*3.901*	*19.649*
Financiaciones sostenibles/ Deuda bruta total (%)			55%			33%

Más concretamente, la **deuda financiera bruta a largo plazo** (incluidos los intereses a corto plazo) es de 58.651 millones de euros, de los cuales, 28.973 millones de euros se destinan a financiación sostenible, y consiste en:

- bonos por valor de 41.799 millones de euros, de los cuales, 18.003 millones de euros corresponden a bonos sostenibles, con un aumento de 2.030 millones de euros con respecto al 31 de diciembre de 2020. El movimiento de los préstamos en bonos estuvo determinado principalmente por las numerosas emisiones "vinculadas a la sostenibilidad" realizadas por Enel Finance International durante el 2021, que solo se vieron compensadas parcialmente por el reembolso de los préstamos en bonos al vencimiento, por las recompras previstas de bonos convencionales realizadas por la propia Enel Finance International y por una operación de solicitud de consentimiento por un importe de 900 millones de euros emitida por Enel SpA sobre un bono híbrido subordinado no convertible que se convirtió en un híbrido perpetuo y, por lo tanto, reconocido, desde el punto de vista contable, como un instrumento representativo del capital y ya no como un instrumento de deuda;
- la financiación bancaria ascendió a 13.568 millones de euros, de los cuales, 10.970 millones de euros hacían referencia a financiaciones sostenibles; dichas financiaciones aumentaron 3.536 millones euros en comparación con el año anterior, principalmente debido al uso de nuevas financiaciones y a las diferencias de cambio negativas solo compensadas parcialmente por los reembolsos efectuados durante el período. Los nuevos préstamos bancarios incluyen:
  - 1.508 millones de euros para la utilización de tres préstamos a tipo variable concedidos a Enel SpA vinculados a objetivos de sostenibilidad;
  - 1.400 millones de euros para diversas financiaciones concedidas a Endesa vinculadas a objetivos de sostenibilidad;
  - 300 millones de euros para la utilización de dos préstamos a tipo variable concedidos a e-distribuzione por el Banco Europeo de Inversiones y vinculados a objetivos de sostenibilidad;
- la deuda con otros prestamistas ascendió a 3.284 millones de euros, lo que representa un aumento de 398 millones de euros con respecto al año anterior.

La **deuda bruta a corto plazo**, que aumentó 6.968 millones de euros con respecto al 31 de diciembre de 2020, ascendió a 13.318 millones de euros y está compuesta principalmente por papeles comerciales de 10.708 millones de euros, de los cuales 10.343 millones de euros están vinculados a objetivos de sostenibilidad.

Los **activos y créditos financieros a corto y largo plazo**, por un valor de 20.017 millones de euros, registraron un aumento de 6.395 millones de euros con respecto a finales de 2020, debido, principalmente, al aumento de los créditos financieros de garantía en efectivo de 3.262 millones de euros y a la disponibilidad de garantía en efectivo para bancos y valores a corto plazo de 2.973 millones de euros.

Finanzas sostenibles: finanzas públicas y privadas para movilizar capital al servicio de los objetivos climáticos

Para Enel, una "finanza sostenible" significa una sinergia entre las finanzas públicas y las privadas. En particular, las finanzas privadas transportan capital privado hacia la inversión sostenible o en beneficio de empresas cuya acción estratégica apunta a determinados objetivos de sostenibilidad, reflejando el valor económico y financiero de la sostenibilidad en un menor coste de la deuda. Las finanzas públicas, por otra parte, estimulan la inversión sostenible a través de donaciones y préstamos a tasas de interés subvencionadas.
En Enel, la finanza sostenible desempeña un papel crucial en el apoyo al crecimiento sostenible del Grupo, que representaba, a finales de 2021, más de la mitad de la deuda bruta y contribuye a una reducción progresiva del coste del endeudamiento mediante el reconocimiento del valor de la sostenibilidad.
Por eso, Enel amplió su enfoque vinculado a la sostenibilidad a todos sus instrumentos de deuda durante el 2021 mediante la publicación del "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad". Un documento completo con el que Enel ha ilustrado cómo se puede integrar la sostenibilidad en los distintos tipos de operaciones financieras de la empresa: líneas de crédito, papeles comerciales, emisiones de bonos, garantías y derivados sobre los tipos de interés y de cambio.
Enel ha sido la primera empresa en estructurar un marco con estas características. Este marco establece un conjunto de KPI, objetivos y principios que rigen el desarrollo de las finanzas sostenibles en todo el Grupo con ambición y transparencia, vinculando la estrategia financiera con los objetivos de sostenibilidad.
Por consiguiente, los instrumentos financieros y las operaciones financieras del Grupo pueden tener un tipo de interés u otras condiciones financieras o estructurales vinculadas al logro de los objetivos de reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (ODS 13 "Acción por el clima") y en materia de aumento de la capacidad instalada alimentada por fuentes renovables (ODS 7 "Energía asequible y no contaminante").
El "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" ha sido actualizado en enero de 2022 tras la presentación del nuevo Plan Estratégico e incluye, en particular, el ambicioso objetivo de cero emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), adelantado de 2050 a 2040.

	Valores registrados	Objetivo					
	2021	2021	2022	2023	2024	2030	2040
Cantidad de emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1) – específicas	227 gCO_{2eq}/kWh			148 gCO_{2eq}/kWh	140 gCO_{2eq}/kWh	82 gCO_{2eq}/kWh	0 gCO_{2eq}/kWh
Porcentaje de capacidad instalada renovable[1]	57,5%	55%	60%	65%	66%	80%	100%

(1) En el cálculo del KPI, no se tuvieron en cuenta 3,9 MW de capacidad conseguida en centrales eléctricas adquiridas por el Grupo como se describe en la documentación contractual de los instrumentos individuales.

Habiendo alcanzado un porcentaje de la capacidad instalada renovable del 57,5% en el 2021, Enel ha alcanzado el objetivo fijado en todos los instrumentos financieros en los que el tipo de interés, u otros términos financieros o estructurales de la operación, están vinculados a la consecución de un porcentaje de capacidad instalada renovable del 55% o más. En particular, se observa el logro de los objetivos de los primeros préstamos en bonos vinculados a la sostenibilidad emitidos por Enel Finance International NV (EFI) en el 2019 en los mercados estadounidense y europeo.

Además, el 2021 fue un año emocionante para el Grupo y su estrategia de financiación sostenible, con operaciones estructuradas que ascienden a más de 30.000 millones de euros equivalentes.
A partir de las exposiciones propias de las diversas actividades industriales, Enel ha firmado acuerdos con varias contrapartes financieras tanto para derivados como para garantías sostenibles, ambos vinculados a la capacidad del Grupo para alcanzar sus objetivos de sostenibilidad en los años siguientes.
En marzo de 2021, Enel también firmó una línea de crédito renovable vinculada a la sostenibilidad por valor de 10.000 millones de euros, la línea sostenible más grande del mundo en el momento de la firma, vinculada al objetivo del ODS 13. En mayo de 2021, Enel Finance America LLC estructuró un programa de papeles comerciales de 5.000 millones de dólares estadounidenses, también con el mismo objetivo sostenible.
En el frente de emisión de bonos, entre junio de 2021 y septiembre de 2021, la filial EFI emitió préstamos de bonos vinculados a la sostenibilidad en euros y dólares por un importe total equivalente a unos 10.000 millones de euros.
Estas emisiones están vinculadas al logro del objetivo de sostenibilidad de Enel para la reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), de acuerdo con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo. Al mismo tiempo, EFI llevó a cabo la recompra de préstamos de bonos convencionales pendientes, no vinculados a la consecución de los objetivos de ODS, por un importe total de aproximadamente 8.000 millones de euros, mediante operaciones de oferta pública de adquisición voluntaria y mediante el ejercicio de opciones de recompra adecuadas.
Este programa de recompra de bonos, junto con las nuevas

emisiones de bonos vinculadas a la sostenibilidad, ha permitido que el Grupo pueda alcanzar una relación de aproximadamente el 55% entre las fuentes de financiación sostenibles y la deuda bruta total a finales de 2021. También ha permitido obtener una reducción simultánea del coste de la deuda del Grupo y un importante instrumento para protegerse contra posibles subidas de los tipos de interés como resultado de la aceleración de la recuperación económica, así como de las políticas monetarias menos expansivas de los Bancos Centrales en respuesta al aumento de la inflación.

En el ámbito de las finanzas públicas, el Grupo apoya el plan de recuperación económica y pretende convertirse en un socio estratégico para la aplicación del Acuerdo Verde (Green Deal) y el Plan de Recuperación tanto a nivel europeo como nacional. El objetivo es impulsar una recuperación sostenible, rápida y eficaz a través de una amplia cartera de proyectos factibles centrados en la descarbonización, las redes eléctricas y la electrificación, con el objetivo de acelerar la transición verde y digital de la economía europea con un impacto significativo en términos de PIB, empleo y reducción de las emisiones de CO_2 y en plena alineación con la taxonomía europea.
Con este fin, el Grupo ha identificado iniciativas potenciales de aproximadamente 5.400 millones de euros en inversiones para el período 2022-2027 con un impacto directo en el Grupo y en línea con los componentes de los Planes Nacionales de Recuperación en Italia, España y Rumania. Dichas iniciativas se centran en el hidrógeno verde, las energías renovables y el almacenamiento, la reactivación de la industria de fabricación fotovoltaica, las redes inteligentes, la capacidad de recuperación de las redes y la infraestructura de carga para la movilidad eléctrica. Se estima que tales inversiones tendrán un impacto adicional en el PIB de alrededor de 13.200 millones de euros, creando más de 18.000 empleos nuevos.
El Grupo también ha definido otras líneas de proyectos con impacto indirecto en términos de beneficios y con el objetivo de promover asociaciones con entidades tanto públicas como privadas, tanto en términos de descarbonización y electrificación del consumo, mediante la difusión de flotas de autobuses eléctricos, como en la transición a puertos verdes y la promoción de la eficiencia energética en los edificios públicos.
Además, en el contexto de la financiación subvencionada de instituciones financieras internacionales y nacionales, el Grupo está dirigiendo un proceso de innovación encaminado a acelerar la movilización de capital para apoyar el crecimiento sostenible mediante el uso de instrumentos financieros vinculados a la sostenibilidad.
Más concretamente, durante el 2021, el Grupo firmó préstamos subvencionados por un total de 1.300 millones de euros, entre los que se incluyen, en el marco de las finanzas privadas, mecanismos vinculados a la sostenibilidad relacionados con el ODS 13. Entre las principales operaciones, cabe mencionar, en particular, la financiación "vinculada a la sostenibilidad" por un total de 600 millones de euros entre e-distribuzione, una empresa del Grupo, y el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el primer acuerdo de financiación vinculado a la sostenibilidad para el BEI.
En los próximos años, Enel seguirá utilizando instrumentos financieros sostenibles con el objetivo de lograr una participación sostenible en la deuda total del Grupo de alrededor del 65% en el 2024 y más del 70% en el 2030.
Por lo tanto, la financiación vinculada a la sostenibilidad seguirá siendo la herramienta perfecta para vincular objetivos climáticos ambiciosos con estructuras de financiación y abordar los desafíos futuros en la transición energética.

HIG

Flujos de efectivo

Millones de euros	2021	2020	2021-2020
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del ejercicio[1]	**6.002**	**9.080**	**(3.078)**
Flujo de efectivo de las actividades de operación	10.069	11.508	(1.439)
Flujo de efectivo de las actividades de inversión/desinversión	(10.875)	(10.117)	(758)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación	3.777	(3.972)	7.749
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	17	(497)	514
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio[2]	**8.990**	**6.002**	**2.988**

(1) De los cuales "Efectivo y equivalentes al efectivo" de 5.906 millones de euros al 1 de enero del 2021 (9.029 millones de euros al 1 de enero del 2020), "Valores a corto plazo" de 67 millones de euros al 1 de enero del 2021 (51 millones de euros al 1 de enero del 2020) y "Efectivo y equivalentes al efectivo" de los "Activos mantenidos para la venta" equivalentes a 29 millones de euros al 1 de enero del 2021.
(2) De los cuales "Efectivo y equivalentes al efectivo" de 8.858 millones de euros al 31 de diciembre del 2021 (5.906 millones de euros al 31 de diciembre del 2020), "Valores a corto plazo" de 88 millones de euros al 31 de diciembre del 2021 (67 millones de euros al 31 de diciembre del 2020) y "Efectivo y equivalentes al efectivo" de los "Activos mantenidos para la venta" equivalentes a 44 millones de euros al 31 de diciembre del 2021 (29 millones de euros al 31 de diciembre del 2020).

El **flujo de efectivo de las actividades de operación** en el 2021 fue positivo por 10.069 millones de euros, 1.439 millones de euros menos que el valor del año anterior, principalmente debido al aumento de los cargos financieros pagados por la terminación anticipada de ciertos préstamos sustituidos por nuevas emisiones de bonos a tasas

de interés más ventajosas y mayores impuestos pagados.

El **flujo de efectivo de las actividades de inversión** en el 2021 absorbió efectivo por 10.875 millones de euros, mientras que en el 2020 absorbió efectivo por 10.117 millones de euros.
En particular, las inversiones en propiedades, planta y equipo, activos intangibles, propiedades de inversión y activos derivados de contratos de clientes, que ascienden a 13.108 millones de euros (incluidos 111 millones de euros reclasificados como disponibles para la venta), aumentaron en comparación con el período correspondiente del año anterior, como se explica en detalle en el comentario del párrafo siguiente.
Las inversiones en empresas o sucursales de empresas, expresadas en neto del efectivo y equivalentes al efectivo adquiridos, ascienden a 283 millones de euros y se refieren principalmente a la adquisición de determinadas actividades en el ámbito de las energías renovables en España por 79 millones de euros, a la consolidación total de la deuda financiera neta de algunas empresas australianas valoradas por el método de patrimonio neto hasta diciembre de 2020 y la compra de CityPoste Payment SpA por un importe aproximado de 19 millones de euros.
Las desinversiones de empresas o ramas de empresas, expresadas netas de efectivo y equivalentes al efectivo vendidos, ascendieron a 61 millones de euros y se refieren principalmente a la venta del parque eólico de Bulgaria.
La liquidez generada por la disminución de otras actividades de inversión en el 2021, equivalente a 2.455 millones de euros, se refiere principalmente al cambio de efectivo de 2.423 millones de euros, realizado tras la venta de Open Fiber.

El **flujo de efectivo de las actividades de financiación** generó liquidez por un total de 3.777 millones de euros, mientras que en el 2020 absorbió 3.972 millones de euros.
El flujo para el ejercicio 2021 es sustancialmente relativo:

- al pago de dividendos de 4.970 millones de euros, más 71 millones de euros pagados a los titulares de bonos híbridos perpetuos;
- a la demanda generada por las transacciones de acciones minoritarias de 1.295 millones de euros, principalmente relacionadas con el aumento de la participación en Enel Américas tras la oferta pública de adquisición lanzada el 15 de marzo de 2021;
- al aumento neto del saldo entre reembolsos, nuevos préstamos y otras variaciones de las deudas financieras por 7.913 millones de euros;
- a la liquidez generada por 2.213 millones de euros tras la emisión de un bono híbrido no convertible perpetuo subordinado, neto de los costes auxiliares asociados a dicha emisión y de los costes auxiliares relacionados con la conversión de determinados bonos en bonos híbridos perpetuos.

En el 2021, el flujo de efectivo de las actividades de inversión de 10.875 millones de euros absorbió totalmente el flujo de efectivo de las actividades de operación de 10.069 millones de euros y, por la diferencia, se utilizaron las actividades de financiación por un total de 3.777 millones de euros. La diferencia se refleja en el aumento de efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre del 2021 por un total de 8.990 millones de euros frente a los 6.002 millones de euros a finales del 2020. Este cambio también se ve afectado por el comportamiento positivo de los tipos de cambio de las diferentes monedas locales en comparación con el euro, por 17 millones de euros.

HIG
VCchain

Inversiones

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Generación Termoeléctrica y Trading	822	694	128	18,4%
Enel Green Power	5.662[1]	4.629	1.033	22,3%
Infraestructuras y Redes	5.296	3.937	1.359	34,5%
Mercados finales	643	460	183	39,8%
Enel X	367	303	64	21,1%
Servicios	139	103	36	35,0%
Holding y Otros	68	71	(3)	-4,2%
Total	**12.997**	**10.197**	**2.800**	**27,5%**

(1) La cifra no incluye 111 millones de euros para el perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

Las inversiones aumentaron 2.800 millones de euros respecto al año anterior.
En consonancia con los Acuerdos de París en términos de reducción de las emisiones de CO_2, guiados por los objetivos de eficiencia energética y transición energética, el Grupo Enel ha invertido principalmente en energías renovables. En particular, el aumento se refería principalmente a Estados Unidos (579 millones de euros), Iberia (253 millones de euros),

Colombia (192 millones de euros), Italia (123 millones de euros), India (122 millones de euros), Rusia (68 millones de euros), Chile (66 millones de euros), Perú (26 millones de euros), Panamá (25 millones de euros) y Brasil (30 millones de euros netos del fuerte impacto desfavorable de los tipos de cambio de 62 millones de euros). Estos aumentos solo se mitigan parcialmente por la disminución de la inversión en Sudáfrica (338 millones de euros), México (118 millones de euros) y Grecia (23 millones de euros).

Para responder a los eventos climáticos externos cada vez más cambiantes e invertir así en la resiliencia de la red, las inversiones en distribución también han ido en aumento.

Mayores han sido las inversiones en distribución en Italia (588 millones de euros), Brasil (335 millones de euros), Iberia (243 millones de euros), para el proyecto Grid Blue Sky y para actividades de Calidad y Control Remoto, Argentina (74 millones de euros), Chile (38 millones de euros), Perú (29 millones de euros), Colombia (31 millones de euros) y Rumania (10 millones de euros).

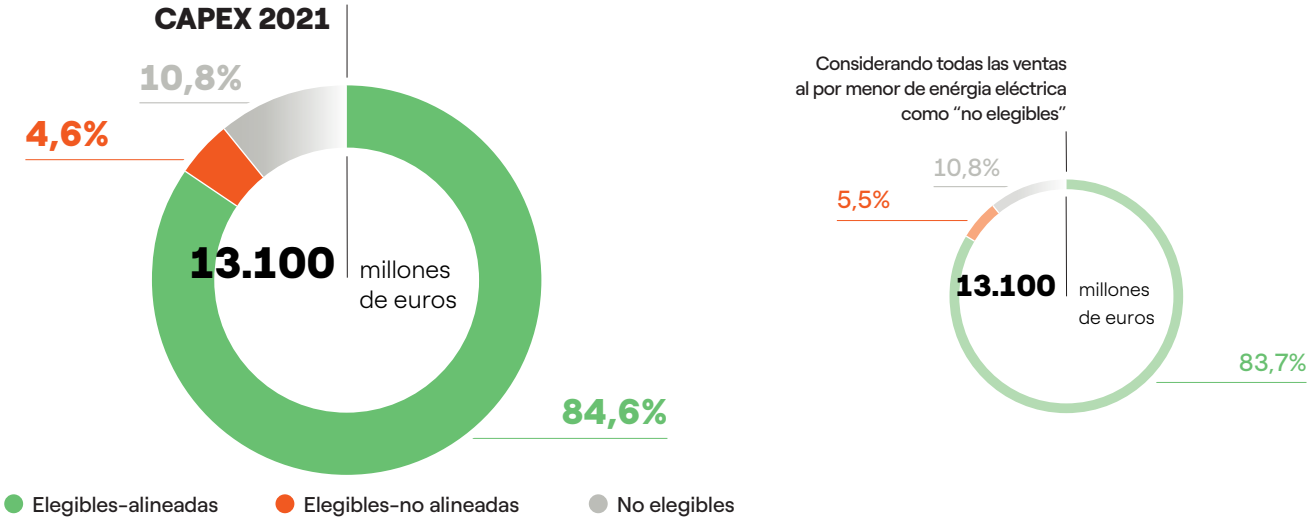
Las inversiones en la Línea de Negocio de los Mercados finales aumentaron, principalmente en Italia (117 millones de euros), Iberia (57 millones de euros) y Rumania (9 millones de euros), en particular para la digitalización de los procesos operativos de gestión de clientes.

Las inversiones de Enel X aumentaron principalmente en Italia en 63 millones de euros en el negocio de e-Home con la iniciativa comercial "Vivi Meglio", para un mayor volumen gestionado y para inversiones destinadas al desarrollo de plataformas tecnológicas globales para la gestión empresarial digital, en América del Norte (10 millones de euros) para el desarrollo de actividades de almacenamiento y en Iberia en el negocio e-Home, debido al aumento del volumen de ventas en comparación con el 2020. Estos efectos se ven contrarrestados, en parte, por una menor inversión en América Latina.

El aumento de las inversiones en la Generación Termoeléctrica y Trading, principalmente en Italia (123 millones de euros), se debe a la conversión de ciertas plantas de carbón en plantas de gas con menos emisiones de CO_2.

Por último, por lo que respectan las inversiones (Capex), se informa de los resultados de la alineación de esta métrica con la taxonomía europea en relación con su contribución sustancial al objetivo de mitigación del cambio climático, de conformidad con el principio de no perjudicar a otros objetivos medioambientales (DNSH) y las salvaguardias sociales mínimas especificadas anteriormente en los capítulos "Taxonomía de la Unión Europea" y "Declaración sobre la adaptación de la actividad de Enel a la taxonomía europea".

Gastos de capital (Capex) "Inversiones" según la taxonomía europea[(1)]



(1) La cifra incluye 111 millones de euros para el perímetro clasificado como mantenido para la venta.

El 84,6% de los gastos de capital (Capex) "Inversiones" se refieren a actividades empresariales alineadas con la taxonomía de la UE, en comparación con el 84,7% del 2020. Considerando todas las ventas al por menor de enérgia eléctrica como "no elegibles", el 83,7% de los gastos de capital están alineados.

El porcentaje de inversiones en actividades elegibles-alineadas con la taxonomía se mantuvo sin cambios durante el 2021 en comparación con el 2020.

La incidencia porcentual de las inversiones en el 2021 para actividades elegibles-alineadas es un 1,9% inferior al valor de las inversiones previstas para el 2021 en el Plan Estratégico 2021-2023 para las mismas actividades. En términos absolutos, el importe de las inversiones en 2021 para las actividades elegibles-alineadas es superior al previsto, debido principalmente a las mayores inversiones para aumentar la capacidad renovable del Grupo (683 millones de euros) en comparación con las previstas; sin embargo, también se hicieron mayores inversiones en actividades elegibles-no alineadas y no elegibles (por 412 millones de euros), en particular, en actividades relacionadas con la distribución de electricidad, la venta de energía no certificada por garantías de origen y la generación termoeléctrica.

Resultados económicos por Línea de Negocio

El desempeño económico por Línea de Negocio se representa sobre la base del enfoque utilizado por la administración para supervisar el desempeño del Grupo en los dos ejercicios comparados, teniendo en cuenta el modelo operativo adoptado y descrito anteriormente.
Por lo que se refiere a la información por sector operativo, cabe señalar que la dirección comunica al mercado sus resultados de las Líneas de Negocio, por lo que el Grupo ha adoptado el siguiente enfoque sectorial:

- sector primario: Línea de Negocio;
- sector secundario: área geográfica.

La Línea de Negocio, por lo tanto, es la discriminante principal y predominante en los análisis realizados y en las decisiones tomadas por la dirección del Grupo y es totalmente coherente con los informes internos establecidos para estos fines, ya que los resultados se miden y evalúan principalmente para cada Línea de Negocio y solo posteriormente disminuyen por país.
La siguiente representación gráfica esquematiza lo que se ha informado anteriormente.

	HOLDING						
	Líneas de Negocio Globales					Negocios locales	
Regiones/ Países	Generación Termoeléctrica	Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Enel X	Mercados finales	Servicios
Italia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iberia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Europa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
África, Asia y Oceanía			✓		✓		
América del Norte	✓	✓	✓		✓	✓	✓
América Latina	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

El modelo organizativo sigue basado en una estructura matricial dividida en Líneas de Negocio (Generación Termoeléctrica y Trading, Enel Green Power, Infraestructuras y Redes, Mercados finales, Enel X, Servicios y Holding/Otros) y áreas geográficas (Italia, Iberia, Europa, América Latina, América del Norte, África, Asia y Oceanía, Central/Holding).

Resultados por Línea de Negocio del 2021 y del 2020

Resultados 2021[1]

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	22.883	7.244	17.164	37.396	1.513	20	1.786	88.006	-	88.006
Ingresos y otros ingresos intersectoriales	10.272	2.282	3.492	1.312	28	1.977	148	19.511	(19.511)	-
Ingresos totales	**33.155**	**9.526**	**20.656**	**38.708**	**1.541**	**1.997**	**1.934**	**107.517**	**(19.511)**	**88.006**
Resultados netos de los contratos de materias primas	535	(55)	-	2.044	-	-	(2)	2.522	-	2.522
Margen bruto de explotación	**899**	**4.761**	**7.210**	**2.990**	**283**	**(86)**	**1.510**	**17.567**	**-**	**17.567**
Depreciaciones y deterioros	3.485	1.679	2.862	1.333	253	237	38	9.887	-	9.887
Resultado de operación	**(2.586)**	**3.082**	**4.348**	**1.657**	**30**	**(323)**	**1.472**	**7.680**	**-**	**7.680**
Inversiones	**822**	**5.662[2]**	**5.296**	**643**	**367**	**139**	**68**	**12.997**	**-**	**12.997**

(1) Los ingresos del segmento incluyen tanto los ingresos de terceros como los ingresos intersectoriales de cada sector en comparación con otros.
(2) La cifra no incluye 111 millones de euros reclasificados como disponibles para la venta.

Resultados 2020[1] [2] [3] [4]

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	14.332	5.852	15.919	28.793	1.097	2	9	66.004	-	66.004
Ingresos y otros ingresos intersectoriales	7.404	1.840	3.510	715	24	1.868	145	15.506	(15.506)	-
Ingresos totales	**21.736**	**7.692**	**19.429**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**154**	**81.510**	**(15.506)**	**66.004**
Resultados netos de los contratos de materias primas	(421)	68	-	264	-	(6)	(4)	(99)	-	(99)
Margen bruto de explotación	**1.700**	**4.647**	**7.520**	**3.121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16.903**	**-**	**16.903**
Depreciaciones y deterioros	1.685	1.913	3.171	1.304	168	179	28	8.448	-	8.448
Resultado de operación	**15**	**2.734**	**4.349**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.455**	**-**	**8.455**
Inversiones	**694**	**4.629**	**3.937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10.197**	**-**	**10.197**

(1) Los ingresos del segmento incluyen tanto los ingresos de terceros como los ingresos intersectoriales de cada sector en comparación con otros.
(2) Los datos sobre los ingresos de terceros e intersectoriales tienen en cuenta una determinación más precisa.
(3) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.
(4) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Además de lo anterior, el Grupo supervisa los resultados obtenidos también para el área geográfica, clasificando los resultados según las diferentes Regiones/Países. En el cuadro siguiente se presenta el margen bruto de explotación ordinario para que se puedan comparar los dos períodos con el objetivo de garantizar la visibilidad de los resultados no solo por Línea de Negocio, sino también por Región/País.

Cabe señalar que el margen bruto de explotación ordinario no incluye las partidas no periódicas, por lo que, para una posible conciliación con el margen bruto de explotación, debe hacerse referencia al apartado relativo a los "Resultados económicos del Grupo".

Margen bruto de explotación ordinario[1] [2]

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading			Enel Green Power			Infraestructuras y Redes			Mercados finales		
	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020
Italia	**464**	**488**	**(24)**	**1.184**	**1.362**	**(178)**	**3.836**	**3.861**	**(25)**	**2.311**	**2.372**	**(61)**
Iberia	**844**	**1.258**	**(414)**	**840**	**436**	**404**	**1.877**	**2.114**	**(237)**	**547**	**530**	**17**
América Latina	**350**	**340**	**10**	**1.809**	**1.982**	**(173)**	**1.810**	**1.684**	**126**	**263**	**203**	**60**
Argentina	*97*	*85*	*12*	*24*	*28*	*(4)*	*3*	*47*	*(44)*	*12*	*(7)*	*19*
Brasil	*132*	*66*	*66*	*334*	*271*	*63*	*1.120*	*964*	*156*	*136*	*107*	*29*
Chile	*(49)*	*64*	*(113)*	*536*	*825*	*(289)*	*144*	*157*	*(13)*	*44*	*25*	*19*
Colombia	*58*	*11*	*47*	*601*	*575*	*26*	*385*	*362*	*23*	*49*	*56*	*(7)*
Perú	*114*	*115*	*(1)*	*141*	*136*	*5*	*158*	*154*	*4*	*22*	*22*	*-*
Panamá	*(2)*	*(1)*	*(1)*	*127*	*102*	*25*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Otros países	*-*	*-*	*-*	*46*	*45*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Europa	**81**	**118**	**(37)**	**177**	**162**	**15**	**96**	**136**	**(40)**	**(41)**	**83**	**(124)**
Rumanía	*(2)*	*(2)*	*-*	*82*	*79*	*3*	*96*	*136*	*(40)*	*(41)*	*83*	*(124)*
Rusia	*83*	*120*	*(37)*	*5*	*(7)*	*12*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Otros países	*-*	*-*	*-*	*90*	*90*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
América del Norte	**(39)**	**17**	**(56)**	**699**	**769**	**(70)**	**-**	**-**	**-**	**6**	**9**	**(3)**
Estados Unidos y Canadá	*(35)*	*18*	*(53)*	*627*	*695*	*(68)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
México	*(4)*	*(1)*	*(3)*	*72*	*74*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*6*	*9*	*(3)*
África, Asia y Oceanía	**-**	**-**	**-**	**110**	**54**	**56**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sudáfrica	*-*	*-*	*-*	*82*	*53*	*29*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
India	*-*	*-*	*-*	*3*	*6*	*(3)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Otros países	*-*	*-*	*-*	*25*	*(5)*	*30*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Otro	**2**	**9**	**(7)**	**(4)**	**(44)**	**40**	**44**	**6**	**38**	**-**	**-**	**-**
Total	**1.702**	**2.230**	**(528)**	**4.815**	**4.721**	**94**	**7.663**	**7.801**	**(138)**	**3.086**	**3.197**	**(111)**

(1) El margen bruto de explotación ordinario no incluye las partidas no periódicas, por lo que, para una posible conciliación con el margen bruto de explotación, debe hacerse referencia al apartado relativo a los "Resultados económicos del Grupo".

(2) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Enel X			Servicios			Holding y Otros			Total		
2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020	2021	2020	2021-2020
131	**38**	**93**	**56**	**83**	**(27)**	**-**	**-**	**-**	**7.982**	**8.204**	**(222)**
52	**45**	**7**	**31**	**30**	**1**	**-**	**-**	**-**	**4.191**	**4.413**	**(222)**
92	**84**	**8**	**(77)**	**(86)**	**9**	**-**	**-**	**-**	**4.247**	**4.207**	**40**
5	*3*	*2*	*(3)*	*(3)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*138*	*153*	*(15)*
1	*2*	*(1)*	*(18)*	*(19)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*1.705*	*1.391*	*314*
19	*15*	*4*	*(55)*	*(64)*	*9*	*-*	*-*	*-*	*639*	*1.022*	*(383)*
50	*42*	*8*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1.143*	*1.046*	*97*
17	*22*	*(5)*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*451*	*449*	*2*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*125*	*101*	*24*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*46*	*45*	*1*
17	**9**	**8**	**7**	**4**	**3**	**-**	**-**	**-**	**337**	**512**	**(175)**
11	*10*	*1*	*7*	*4*	*3*	*-*	*-*	*-*	*153*	*310*	*(157)*
-	*(1)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*88*	*112*	*(24)*
6	*-*	*6*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*96*	*90*	*6*
22	**(9)**	**31**	**-**	**(3)**	**3**	**(1)**	**(2)**	**1**	**687**	**781**	**(94)**
22	*(9)*	*31*	*-*	*(3)*	*3*	*(1)*	*(2)*	*1*	*613*	*699*	*(86)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*74*	*82*	*(8)*
-	**2**	**(2)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**110**	**56**	**54**
-	*2*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*82*	*55*	*27*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*3*	*6*	*(3)*
-	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*25*	*(5)*	*30*
(16)	**(8)**	**(8)**	**62**	**66**	**(4)**	**1.568**	**(175)**	**1.743**	**1.656**	**(146)**	**1.802**
298	**161**	**137**	**79**	**94**	**(15)**	**1.567**	**(177)**	**1.744**	**19.210**	**18.027**	**1.183**

Generación Termoeléctrica y Trading

Generación Termoeléctrica y Trading

37 GW
POTENCIA EFICIENTE NETA INSTALADA
-22,4% de plantas de carbón en comparación con 2020

113,8 TWh
PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
+5,3% de plantas de carbón en comparación con 2020

2,2%
INGRESOS "CARBÓN"
sobre los ingresos totales del Grupo

€ 1.702 millones
MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO
€ 2.230 millones en 2020

HHG GBL
IMC

Datos operativos

Producción neta de energía eléctrica

Millones de kWh

	2021	2020	2021-2020	
Plantas de carbón	13.858	13.155	703	5,3%
Plantas de petróleo y gas	22.709	19.401	3.308	17,1%
Plantas de ciclo combinado	51.718	43.353	8.365	19,3%
Plantas nucleares	25.504	25.839	(335)	-1,3%
Total producción neta	**113.789**	**101.748**	**12.041**	**11,8%**
- de los cuales Italia	*23.808*	*19.044*	*4.764*	*25,0%*
- de los cuales Iberia	*44.799*	*42.853*	*1.946*	*4,5%*
- de los cuales América Latina	*23.934*	*21.764*	*2.170*	*10,0%*
- de los cuales Europa	*21.248*	*18.087*	*3.161*	*17,5%*

El aumento en la producción termoeléctrica se debe principalmente a un aumento en la generación de plantas de ciclo combinado de 8.365 millones de kWh y de plantas de petróleo y gas de 3.308 millones de kWh. El aumento de las plantas de ciclo combinado se registró principalmente en Italia (3.158 millones de kWh), Iberia (3.078 millones de kWh) y América Latina (1.905 millones de kWh), mientras que el aumento de las plantas de petróleo y gas se registró principalmente en Rusia (2.938 millones kWh).

Potencia eficiente neta instalada

MW

	2021	2020	2021-2020	
Plantas de carbón	6.910	8.903	(1.993)	-22,4%
Plantas de petróleo ygas	11.715	11.711	4	-
Plantas de ciclo combinado	15.039	15.009	30	0,2%
Plantas nucleares	3.328	3.328	-	-
Total	**36.992**	**38.951**	**(1.959)**	**-5,0%**
- de los cuales Italia	*11.569*	*12.414*	*(845)*	*-6,8%*
- de los cuales Iberia	*12.751*	*13.871*	*(1.120)*	*-8,1%*
- de los cuales América Latina	*7.396*	*7.406*	*(10)*	*-0,1%*
- de los cuales Europa	*5.276*	*5.260*	*16*	*0,3%*

En comparación con el 2020, la disminución de la potencia eficiente neta instalada, equivalente a 1.959 MW, se debe principalmente a la desinversión en las centrales de carbón en España e Italia.

Resultados económicos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Ingresos[1]	33.155	21.736	11.419	52,5%
Margen bruto de explotación	899	1.700	(801)	-47,1%
Margen bruto de explotación ordinario	1.702	2.230	(528)	-23,7%
Resultado de operación	(2.586)	15	(2.601)	-
Resultado de operación ordinario	729	1.456	(727)	-49,9%
Inversiones	822	694	128	18,4%

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Con respecto a los ingresos, se observa que el impacto porcentual de los ingresos procedentes de las plantas de carbón, siguiendo las decisiones estratégicas empresariales que se inspiran en un modelo de negocio sostenible en el que se persiguen objetivos, entre otros, para combatir el cambio climático, registra una disminución como también se muestra en la siguiente tabla:

Ingresos de fuentes termoeléctricas y nucleares

Millones de euros		
	2021	2020
Ingresos[1] [2]		
Ingresos por la generación termoeléctrica	13.501	7.517
- de los cuales por la generación al carbón	*1.904*	*1.639*
Ingresos por la generación nuclear	1.403	1.360
Porcentaje de ingresos de la generación termoeléctrica sobre los ingresos totales	15,3%	11,4%
- de los cuales ingresos por generación al carbón sobre los ingresos totales	*2,2%*	*2,5%*
Porcentaje de los ingresos por la generación nuclear sobre los ingresos totales	1,6%	2,1%

(1) Los ingresos analizados se refieren a los del "sector" e incluyen las partidas a terceros y los intercambios intersectoriales realizados por cada sector respecto de otros.
(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

En los cuadros siguientes se destacan los resultados económicos desglosados por Región/País en el 2021.

Ingresos[(1)]

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia[(1)]	22.816	14.965	7.851	52,5%
Iberia[(1)]	8.344	5.125	3.219	62,8%
América Latina	2.390	1.304	1.086	83,3%
- de los cuales Argentina	*165*	*148*	*17*	*11,5%*
- de los cuales Brasil	*957*	*182*	*775*	*-*
- de los cuales Chile	*899*	*627*	*272*	*43,4%*
- de los cuales Colombia	*186*	*183*	*3*	*1,6%*
- de los cuales Perú	*183*	*164*	*19*	*11,6%*
América del Norte	100	12	88	-
Europa	554	539	15	2,8%
- de los cuales Rumania	*4*	*-*	*4*	*-*
- de los cuales Rusia	*550*	*539*	*11*	*2,0%*
Otro	122	130	(8)	-6,2%
Eliminaciones y ajustes	(1.171)	(339)	(832)	-
Total	**33.155**	**21.736**	**11.419**	**52,5%**

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

Los **ingresos** en el 2021 ascendieron a 33.155 millones de euros, lo que representa un aumento de 11.419 millones de euros con respecto a los del 2020. La variación se refiere principalmente a:

- Italia, debido principalmente al aumento de las ventas de electricidad y gas, que refleja la tendencia al alza de los precios de los productos básicos, especialmente los precios del gas, y el aumento de la producción de energía termoeléctrica;
- España, por el aumento de los ingresos por ventas de energía eléctrica relacionados, principalmente, al aumento de los precios medios y al reconocimiento de la indemnización por los derechos de emisión de CO_2 asignados por el "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA) por 186 millones de euros.

Margen bruto de explotación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	464	488	(24)	-4,9%
Iberia	844	1.258	(414)	-32,9%
América Latina	350	340	10	2,9%
- de los cuales Argentina	*97*	*85*	*12*	*14,1%*
- de los cuales Brasil	*132*	*66*	*66*	*-*
- de los cuales Chile	*(49)*	*64*	*(113)*	*-*
- de los cuales Colombia	*58*	*11*	*47*	*-*
- de los cuales Perú	*114*	*115*	*(1)*	*-0,9%*
- de los cuales Panamá	*(2)*	*(1)*	*(1)*	*-*
América del Norte	(39)	17	(56)	-
Europa	81	118	(37)	-31,4%
- de los cuales Rumania	*(2)*	*(2)*	*-*	*-*
- de los cuales Rusia	*83*	*120*	*(37)*	*-30,8%*
Otro	2	9	(7)	-77,8%
Total	**1.702**	**2.230**	**(528)**	**-23,7%**

La disminución del **margen bruto de explotación ordinario** del 2021 de 528 millones de euros se debe principalmente a:

- la reducción en Iberia de 414 millones de euros, debido principalmente a:
  - mayores costes relacionados con la compra de productos básicos energéticos y a mayores cargas de derivados sobre dichos productos básicos, principalmente por la fluctuación de los precios en el mercado;
  - mayores costes de personal causados, principalmente, por la liberación en el 2020 del fondo de descuento de energía, neto de las provisiones de incentivos para el éxodo.

  Estos efectos negativos solo se vieron compensados parcialmente por el aumento de los ingresos por ventas de energía eléctrica debido, principalmente, al aumento de los precios medios y al reconocimiento de la indemnización por los derechos de emisión de CO_2 concedidos por el "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA) por 186 millones de euros;
- la variación negativa del margen en América del Norte por 56 millones de euros, debido esencialmente a los peores resultados netos de los contratos de materias primas;
- la disminución del margen en Rusia en 37 millones de euros, debido principalmente a la supresión de la capacidad de pago de las centrales de gas;
- la reducción del margen en Chile de 113 millones de euros, debido principalmente al reconocimiento de mayores costes de compra de productos básicos, especialmente gas, por un aumento tanto en precios como en volúmenes, en relación con las mayores cantidades producidas por las plantas de ciclo combinado. Este efecto solo se compensa parcialmente con un aumento de los ingresos por la venta de electricidad y con mejores resultados netos de los contratos de materias primas.

Estos efectos se vieron compensados en parte por la mejora del margen en Brasil, por 66 millones de euros, principalmente debido al aumento de los ingresos por ventas por el incremento de los volúmenes y de los precios medios.

El **margen bruto de explotación** de 899 millones de euros (1.700 millones en el 2020) se ve afectado por 795 millones de euros de los costes relativos a las actividades directas e indirectas previstas en los planes de reconversión de personal vinculado a la transición energética y a la digitalización, principalmente en Italia, y por los 8 millones de los costes incurridos como resultado de la pandemia COVID-19 para la desinfección de los ambientes de trabajo, equipos de protección personal y donaciones.

Resultado de operación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	265	386	(121)	-31,3%
Iberia	271	787	(516)	-65,6%
América Latina	180	179	1	0,6%
- de los cuales Argentina	*27*	*32*	*(5)*	*-15,6%*
- de los cuales Brasil	*120*	*56*	*64*	*-*
- de los cuales Chile	*(91)*	*17*	*(108)*	*-*
- de los cuales Colombia	*41*	*(6)*	*47*	*-*
- de los cuales Perú	*86*	*80*	*6*	*7,5%*
- de los cuales otros países	*(3)*	*-*	*(3)*	*-*
América del Norte	(39)	14	(53)	-
Europa	52	82	(30)	-36,6%
- de los cuales Rumania	*(2)*	*(2)*	*-*	*-*
- de los cuales Rusia	*54*	*84*	*(30)*	*-35,7%*
Otro	-	8	(8)	-
Total	**729**	**1.456**	**(727)**	**-49,9%**

La disminución del **resultado de operación ordinario**, además de lo que ya se ha comentado en el margen bruto de explotación ordinario, está relacionada con una mayor depreciación y deterioro (un total de 199 millones de euros) registrada en el 2021 en comparación con el año anterior, principalmente debido a los mayores costes de desmantelamiento de centrales térmicas, especialmente de carbón.

El **resultado de operación** del 2021 ascendió a 2.586 millones de euros negativos (15 millones de euros al 31 de diciembre de 2020) y se ha visto influido, además por lo que ya se ha comentado en el resultado de operación ordinario, por los ajustes de valor de algunas plantas en España por 1.488 millones de euros, los costes relacionados a los planes de reestructuración para la transición energética y la digitalización, principalmente en Italia, por 1.819 millones de euros, y de los costes no recurrentes incurridos para hacer frente a la pandemia de COVID-19 para la desinfección de los ambientes de trabajo, los equipos de protección personal y donaciones por 8 millones de euros.

Inversiones

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	303	180	123	68,3%
Iberia	334	331	3	0,9%
América Latina	143	120	23	19,2%
América del Norte	8	7	1	14,3%
Europa	34	56	(22)	-39,3%
Total	**822**	**694**	**128**	**18,4%**

El aumento de las **inversiones** de 128 millones de euros corresponde principalmente a Italia. En particular, las inversiones realizadas en Italia en el 2021 se refieren principalmente a la conversión de algunas plantas en el ámbito de proyectos de transición energética, actividades para mejorar la calidad del servicio y actividades de digitalización.

Enel Green Power

Enel Green Power

50,1 GW
POTENCIA EFICIENTE NETA INSTALADA
57,5% de la capacidad total del Grupo

108,8 TWh
PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
+37% de instalaciones solares en comparación con 2020

€4.815 millones
MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO
€ 4.721 millones en 2020

€ 5.662 millones[1]
INVERSIONES
+22,3% en comparación con 2020

(1) La cifra no incluye 111 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

HIG GBL
IMC

Datos operativos

Producción neta de energía eléctrica

Millones de kWh

	2021	2020	2021-2020	
Hidroeléctrica	57.001	62.437	(5.436)	-8,7%
Energía geotérmica[1]	6.086	6.128	(42)	-0,7%
Eólica	37.791	30.992	6.799	21,9%
Solar	7.899	5.763	2.136	37,1%
Otras fuentes[1]	40	40	-	-
Total producción neta	**108.817**	**105.360**	**3.457**	**3,3%**
- de los cuales Italia	*24.157*	*23.451*	*706*	*3,0%*
- de los cuales Iberia	*12.794*	*13.415*	*(621)*	*-4,6%*
- de los cuales América Latina	*46.441*	*47.400*	*(959)*	*-2,0%*
- de los cuales Europa	*2.488*	*2.374*	*114*	*4,8%*
- de los cuales América del Norte	*20.356*	*17.182*	*3.174*	*18,5%*
- de los cuales África, Asia y Oceanía	*2.581*	*1.538*	*1.043*	*67,8%*

(1) Los datos del 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa de la energía producida.

La producción neta de electricidad en el 2021 aumentó un 3,3% en comparación con el 2020 debido a una mayor producción de fuentes eólicas y solares, en parte compensada por la menor producción de fuentes hidroeléctricas y geotérmicas.

Los cambios más significativos de las fuentes eólicas se han registrado en Brasil (+3.138 millones de kWh), Estados Unidos (+1.916 millones de kWh), Sudáfrica (+550 millones de kWh), México (+497 millones de kWh), Iberia (+370 millones de kWh), Rusia (+149 millones de kWh) y Canadá (+104 millones de kWh).

El aumento del 37,1% en las cantidades producidas a partir de fuentes solares ha tenido lugar principalmente en Iberia (+569 millones de kWh), Estados Unidos (+580 millones de kWh), Australia (+477 millones de kWh) y Brasil (+402 millones de kWh).

La producción de fuentes hidroeléctricas se ha reducido significativamente debido a una menor capacidad hidráulica en América Latina (-4.597 millones de kWh) e Iberia (-1.560 millones de kWh), hasta un mínimo compensado por una mayor producción en Italia (+691 millones de kWh).

Potencia eficiente neta instalada

MW

	2021	2020	2021-2020	
Hidroeléctrica	27.847	27.820	27	0,1%
Energía geotérmica	915	882	33	3,7%
Eólica	14.903	12.412	2.491	20,1%
Solar	6.395	3.897	2.498	64,1%
Otras fuentes	6	5	1	20,0%
Total potencia eficiente neta	**50.066**	**45.016**	**5.050**	**11,2%**
- de los cuales Italia	*14.040*	*13.986*	*54*	*0,4%*
- de los cuales Iberia	*8.390*	*7.781*	*609*	*7,8%*
- de los cuales América Latina	*16.506*	*14.554*	*1.952*	*13,4%*
- de los cuales Europa	*1.248*	*1.141*	*107*	*9,4%*
- de los cuales América del Norte	*7.941*	*6.643*	*1.298*	*19,5%*
- de los cuales África, Asia y Oceanía	*1.941*	*911*	*1.030*	-

El aumento de la potencia eficiente neta se debe principalmente a la entrada en funcionamiento de las plantas solares en Estados Unidos, Chile y Brasil y eólicas en Brasil, Estados Unidos y Sudáfrica, así como al efecto de la consolidación total de algunas empresas en Australia, evaluadas por el método de la participación hasta el 31 de diciembre de 2020.

IMC

Resultados económicos

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Ingresos	9.526	7.692	1.834	23,8%
Margen bruto de explotación	4.761	4.647	114	2,5%
Margen bruto de explotación ordinario	4.815	4.721	94	2,0%
Resultado de operación	3.082	2.734	348	12,7%
Resultado de operación ordinario	3.480	3.460	20	0,6%
Inversiones	5.662[(1)]	4.629	1.033	22,3%

(1) La cifra no incluye 111 millones de euros para el perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

En los cuadros siguientes se destacan los resultados económicos desglosados por Región/País en el 2021.

Ingresos

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Italia	2.725	2.154	571	26,5%
Iberia	900	771	129	16,7%
América Latina	4.235	3.234	1.001	31,0%
- de los cuales Argentina	*37*	*39*	*(2)*	*-5,1%*
- de los cuales Brasil	*1.551*	*837*	*714*	*85,3%*
- de los cuales Chile	*1.375*	*1.209*	*166*	*13,7%*
- de los cuales Colombia	*884*	*814*	*70*	*8,6%*
- de los cuales Perú	*141*	*132*	*9*	*6,8%*
- de los cuales Panamá	*153*	*136*	*17*	*12,5%*
- de los cuales otros países	*94*	*67*	*27*	*40,3%*
América del Norte	1.147	1.156	(9)	-0,8%
- de los cuales los Estados Unidos y Canadá	*971*	*1.018*	*(47)*	*-4,6%*
- de los cuales México	*176*	*138*	*38*	*27,5%*
Europa	358	323	35	10,8%
- de los cuales Rumania	*220*	*198*	*22*	*11,1%*
- de los cuales Rusia	*13*	*-*	*13*	*-*
- de los cuales Grecia	*125*	*114*	*11*	*9,6%*
- de los cuales Bulgaria	*-*	*9*	*(9)*	*-*
- de los cuales otros países	*-*	*2*	*(2)*	*-*
África, Asia y Oceanía	175	99	76	76,8%
Otro	264	226	38	16,8%
Eliminaciones y ajustes	(278)	(271)	(7)	-2,6%
Total	**9.526**	**7.692**	**1.834**	**23,8%**

El aumento de los **ingresos** en comparación con el 2020 se debió principalmente a:

- el aumento de las ventas de energía eléctrica en Brasil por al aumento de las importaciones de Argentina y Uruguay y la puesta en marcha de plantas nuevas;
- el aumento de los ingresos en Italia y España relacionado con el aumento de los precios medios de la energía;
- la consolidación total de algunas empresas australianas, valoradas por el método de la participación hasta el 31 de diciembre de 2020.

Margen bruto de explotación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	1.184	1.362	(178)	-13,1%
Iberia	840	436	404	92,7%
América Latina	1.809	1.982	(173)	-8,7%
- de los cuales Argentina	*24*	*28*	*(4)*	*-14,3%*
- de los cuales Brasil	*334*	*271*	*63*	*23,2%*
- de los cuales Chile	*536*	*825*	*(289)*	*-35,0%*
- de los cuales Colombia	*601*	*575*	*26*	*4,5%*
- de los cuales Perú	*141*	*136*	*5*	*3,7%*
- de los cuales Panamá	*127*	*102*	*25*	*24,5%*
- de los cuales otros países	*46*	*45*	*1*	*2,2%*
América del Norte	699	769	(70)	-9,1%
- de los cuales los Estados Unidos y Canadá	*627*	*695*	*(68)*	*-9,8%*
- de los cuales México	*72*	*74*	*(2)*	*-2,7%*
Europa	177	162	15	9,3%
- de los cuales Rumania	*82*	*79*	*3*	*3,8%*
- de los cuales Rusia	*5*	*(7)*	*12*	-
- de los cuales Grecia	*95*	*85*	*10*	*11,8%*
- de los cuales Bulgaria	*-*	*7*	*(7)*	-
- de los cuales otros países	*(5)*	*(2)*	*(3)*	-
África, Asia y Oceanía	110	54	56	-
Otro	(4)	(44)	40	90,9%
Total	**4.815**	**4.721**	**94**	**2,0%**

El cambio positivo en el **margen bruto de explotación ordinario** se debe principalmente a:

- el aumento del margen bruto de explotación en España, en particular para la concesión de las disposiciones anteriores relativas a las cargas hidroeléctricas tras el resultado favorable de una controversia, así como el aumento de las cantidades producidas y vendidas por centrales eólicas y solares y los precios medios más altos de la energía;
- un mayor margen en África, Asia y Oceanía, principalmente por la consolidación total de algunas empresas en Australia, valoradas por el método de patrimonio neto hasta el 31 de diciembre de 2020, así como por el aumento de la producción de las nuevas centrales eólicas en Sudáfrica;
- la reducción del margen en Italia debido, principalmente por la disminución del volumen en los mercados al contado, un menor rendimiento de las centrales hidroeléctricas y el aumento de las cargas sobre derivados de productos básicos;
- un menor margen en América Latina debido principalmente al efecto negativo en el tipo de cambio y a la reducción del margen en Chile, principalmente por una menor producción de la fuente hidroeléctrica debido a la mala naturaleza hidráulica del país. Esto ha dado lugar a mayores costes de adquisición de productos básicos para satisfacer las mayores cantidades vendidas a través de los Acuerdos de Compra de Energía (PPA). Este impacto se compensa, en parte, por la mejora del margen en Brasil para las mayores cantidades de energía producida y vendida, por la activación de plantas nuevas y por el efecto de los precios en los nuevos contratos de PPA celebrados, además de por un mayor margen energético en Colombia que ha creado un efecto positivo de los precios;
- la reducción del margen en América del Norte, principalmente en Estados Unidos y Canadá, debido al deterioro del margen energético, así como por la contabilización en el 2020 de mayores ingresos por indemnizaciones y litigios (31 millones de euros) y la venta del proyecto de energía eólica de Haystack por parte de Tradewind (45 millones de euros). Dichos efectos se compensan en parte por unos ingresos fiscales mayores de las sociedades por *tax partnership* (42 millones de euros), registrados como resultado de la puesta en marcha de nuevas plantas de Enel North America, en particular Azure Blue Jay, Lily Solar y Rochaven Ranchland.

El **margen bruto de explotación** de 4.761 millones de euros (4.647 millones de euros en el 2020) se ha visto afectado por los 47 millones de euros de las cargas destinadas a la transición energética y a la digitalización y por 7 millones de euros de los costes incurridos como consecuencia de la pandemia de COVID-19 para la desinfección de los entornos de trabajo, equipos de protección personal y donaciones.

Resultado de operación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	902	1.072	(170)	-15,9%
Iberia	609	237	372	-
América Latina	1.448	1.605	(157)	-9,8%
- de los cuales Argentina	*18*	*22*	*(4)*	*-18,2%*
- de los cuales Brasil	*253*	*208*	*45*	*21,6%*
- de los cuales Chile	*378*	*660*	*(282)*	*-42,7%*
- de los cuales Colombia	*553*	*523*	*30*	*5,7%*
- de los cuales Perú	*107*	*99*	*8*	*8,1%*
- de los cuales Panamá	*112*	*83*	*29*	*34,9%*
- de los cuales otros países	*27*	*10*	*17*	-
América del Norte	382	487	(105)	-21,6%
- de los cuales los Estados Unidos y Canadá	*334*	*444*	*(110)*	*-24,8%*
- de los cuales México	*48*	*43*	*5*	*11,6%*
Europa	114	93	21	22,6%
- de los cuales Rumania	*61*	*58*	*3*	*5,2%*
- de los cuales Rusia	*(1)*	*(13)*	*12*	*92,3%*
- de los cuales Grecia	*61*	*47*	*14*	*29,8%*
- de los cuales Bulgaria	*-*	*4*	*(4)*	-
- de los cuales otros países	*(7)*	*(3)*	*(4)*	-
África, Asia y Oceanía	46	21	25	-
Otro	(21)	(55)	34	61,8%
Total	**3.480**	**3.460**	**20**	**0,6%**

El **resultado de operación ordinario** del 2021, con un aumento de 20 millones de euros con respecto al 2020, se vio afectado por pérdidas por amortizaciones y depreciaciones por un total de 1.335 millones de euros (1.261 millones de euros en el 2020). Estos últimos hacen referencia principalmente a la depreciación de los activos tangibles, en aumento de 59 millones de euros con respecto al 2020, debido a las nuevas inversiones realizadas en los últimos años.

El **resultado de operación** del 2021 ascendió a 3.082 millones de euros (2.734 millones de euros al 31 de diciembre de 2020) y refleja lo que ya se ha dicho en el margen bruto de explotación y en el resultado de operación ordinario, los ajustes de valor de algunas plantas en México y Australia por 185 millones de euros y otros ajustes de valor por un total de 159 millones de euros relacionados principalmente con las actividades asociadas a la planta en concesión PH Chucas de Costa Rica.

Inversiones

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	406	283	123	43,5%
Iberia	713	460	253	55,0%
América Latina	1.864	1.514	350	23,1%
América del Norte	2.238	1.773	465	26,2%
Europa	204	157	47	29,9%
África, Asia y Oceanía	207	414	(207)	-50,0%
Otro	30	28	2	7,1%
Total	**5.662**[1]	**4.629**	**1.033**	**22,3%**

(1) La cifra no incluye 111 millones de euros para el perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

Las **inversiones** del 2021 registraron un incremento de 1.033 millones de euros en comparación con el valor registrado en el mismo período del año anterior. En particular, esta variación se atribuye a:

- una mayor inversión en América del Norte por 465 millones de euros, principalmente relacionada con una mayor inversión en plantas de energía solar (378 millones de euros) y eólica (78 millones de euros) en Estados Unidos;
- un aumento de la inversión en América Latina de 350 millones de euros y principalmente en energía eólica (361 millones de euros) e hidroeléctrica (39 millones de euros), compensada por una disminución en las inversiones en plantas fotovoltaicas (67 millones de euros) y geotérmicas (19 millones de euros); las mayores inversiones se concentran principalmente en Colombia, Chile y Brasil;
- un aumento de la inversión en Iberia por 253 millones de euros, principalmente en plantas de energía solar (146 millones de euros), eólica (98 millones de euros) e hidroeléctricas (8 millones de euros);
- una mayor inversión en Italia por 123 millones de euros, principalmente en energía eólica (93 millones de euros), solar (19 millones de euros) e hidroeléctrica (25 millones de euros), compensada, en una pequeña parte, por la reducción de las centrales geotérmicas (7 millones de euros);
- un aumento de la inversión en Europa por 47 millones de euros, en particular en las centrales eólicas en Rusia (67 millones de euros). Dicho efecto se compensa, en parte, por inversiones menores realizadas en Grecia por 23 millones de euros;
- inversiones menores en África, Asia y Oceanía por 207 millones de euros relacionadas principalmente con inversiones menores en centrales eólicas (292 millones de euros) concentradas en Sudáfrica (se reclasificaron 111 millones de euros como mantenidos para la venta), en parte compensadas por el aumento de las inversiones en centrales eólicas en la India (47 millones de euros) y fotovoltaicas (85 millones de euros), principalmente en la India y Australia.

enel
enel

Infraestructuras y Redes

Infraestructuras y Redes

510,3 TWh

ENERGÍA TRANSPORTADA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENEL

485,2 TWh en 2020

€ 7.663 millones

MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO

€ 7.801 millones en 2020

€ 5.296 millones

INVERSIONES

40,7% del total de las inversiones del Grupo

HIG GBL
IMC

Datos operativos

Redes de distribución y transporte de energía eléctrica

Millones de kWh

	2021	2020	2021-2020	
Energía transportada en la red de distribución de Enel[1]	510.257	485.229	25.028	5,2%
- de los cuales Italia	*226.715*	*214.401*	*12.314*	*5,7%*
- de los cuales Iberia	*131.090*	*124.486*	*6.604*	*5,3%*
- de los cuales América Latina	*136.407*	*130.968*	*5.439*	*4,2%*
- de los cuales Europa	*16.045*	*15.374*	*671*	*4,4%*
Usuarios finales con medidores inteligentes activos (n.º)[1]	44.968.974	44.293.483	675.491	1,5%

(1) Los datos al 31 de diciembre de 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa.

Durante el 2021 se produjo un aumento de la energía transportada a la red (5,2%), que se registró principalmente en:

- Italia (5,7%), donde hay un aumento en la demanda de electricidad distribuida a los clientes en tensión baja, media, alta y muy alta, mientras que la energía distribuida a otros distribuidores se reduce ligeramente;
- Iberia (5,3%), donde el aumento se debe principalmente al aumento de la energía de Edistribución Redes Digitales SL debido al confinamiento del 2020 por la pandemia de COVID-19;
- América Latina (4,2%), debido al aumento de los volúmenes vectorizados principalmente en Perú, Colombia y Argentina;
- Europa (4,4%), donde el aumento de la energía distribuida se registró en Rumania y es atribuible tanto a los sectores de negocios como a los clientes residenciales.

Frecuencia media de interrupciones por cliente

	2021	2020	2021-2020	
SAIFI (n.° medio)				
Italia	*1,8*	*1,7*	*0,1*	*5,9%*
Iberia	*1,4*	*1,4*	*-*	*-*
Argentina[1]	*4,9*	*4,4*	*0,5*	*11,4%*
Brasil	*4,8*	*5,4*	*(0,6)*	*-11,1%*
Chile	*1,5*	*1,5*	*-*	*-*
Colombia	*5,2*	*5,6*	*(0,4)*	*-7,1%*
Perú	*2,3*	*2,6*	*(0,3)*	*-11,5%*
Rumanía	*2,9*	*3,4*	*(0,5)*	*-14,7%*

(1) Los datos al 31 de diciembre de 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa de la frecuencia media.

Duración media de interrupciones por cliente

	2021	2020	2021-2020	
SAIDI (minutos promedio)				
Italia[1]	*42,9*	*42,1*	*0,8*	*1,9%*
Iberia[1]	*70,0*	*77,5*	*(7,5)*	*-9,7%*
Argentina[1]	*797,3*	*839,4*	*(42,1)*	*-5,0%*
Brasil	*607,9*	*678,8*	*(70,9)*	*-10,4%*
Chile	*152,3*	*171,2*	*(18,9)*	*-11,0%*
Colombia	*401,4*	*466,6*	*(65,2)*	*-14,0%*
Perú[1]	*413,9*	*418,6*	*(4,7)*	*-1,1%*
Rumanía	*109,7*	*134,5*	*(24,8)*	*-18,4%*

(1) Los datos al 31 de diciembre de 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa de la duración media.

Como se muestra en las tablas anteriores, la calidad del servicio muestra una mejora en casi todas las áreas geográficas, incluso si el indicador SAIDI relativo a las interrupciones en Argentina sigue siendo alto, en particular por las averías en los sistemas de transmisión de alta tensión que no están gestionados por el Grupo.

Pérdidas de red

	2021	2020	2021-2020	
Pérdidas de red (% promedio)				
Italia	*4,7*	*4,9*	*(0,2)*	*-4,1%*
Iberia[1]	*7,1*	*7,3*	*(0,2)*	*-2,7%*
Argentina	*18,0*	*18,9*	*(0,9)*	*-4,8%*
Brasil	*13,1*	*13,4*	*(0,3)*	*-2,2%*
Chile	*5,2*	*5,2*	*-*	*-*
Colombia	*7,5*	*7,6*	*(0,1)*	*-1,3%*
Perú	*8,5*	*8,8*	*(0,3)*	*-3,4%*
Rumanía	*8,7*	*9,2*	*(0,5)*	*-5,4%*

(1) Los datos al 31 de diciembre de 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa de las pérdidas de red.

Resultados económicos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Ingresos[(1)]	20.656	19.429	1.227	6,3%
Margen bruto de explotación[(1)]	7.210	7.520	(310)	-4,1%
Margen bruto de explotación ordinario[(1)]	7.663	7.801	(138)	-1,8%
Resultado de operación[(1)]	4.348	4.349	(1)	-
Resultado de operación ordinario[(1)]	4.813	4.846	(33)	-0,7%
Inversiones	5.296	3.937	1.359	34,5%

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

En los cuadros siguientes se destacan los resultados económicos desglosados por Región/País en el 2021.

Ingresos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	7.326	7.488	(162)	-2,2%
Iberia	2.489	2.617	(128)	-4,9%
América Latina	10.366	8.908	1.458	16,4%
- de los cuales Argentina	*688*	*647*	*41*	*6,3%*
- de los cuales Brasil[(1)]	*7.109*	*5.736*	*1.373*	*23,9%*
- de los cuales Chile	*1.262*	*1.229*	*33*	*2,7%*
- de los cuales Colombia	*630*	*601*	*29*	*4,8%*
- de los cuales Perú	*677*	*695*	*(18)*	*-2,6%*
Europa	414	396	18	4,5%
Otro	590	393	197	50,1%
Eliminaciones y ajustes	(529)	(373)	(156)	-41,8%
Total[(1)]	**20.656**	**19.429**	**1.227**	**6,3%**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

El aumento de los **ingresos** se registró principalmente en Brasil y se debió al aumento de los volúmenes de energía distribuida y a los ajustes arancelarios.

Este aumento ha sido mitigado en parte por la reducción de los ingresos en:

- Italia, en el 2020, debido principalmente a los ingresos relacionados con la aplicación de las resoluciones 50/2018 y 461/2020 de la Autoridad Reguladora de Redes de Energía y Medio Ambiente (ARERA, por sus siglas en italiano);
- Iberia, debido principalmente a la reducción del tipo de remuneración financiera aplicable desde el 1 de enero del 2021 en el sector del transporte de energía.

Margen bruto de explotación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	3.836	3.861	(25)	-0,6%
Iberia	1.877	2.114	(237)	-11,2%
América Latina	1.810	1.684	126	7,5%
- de los cuales Argentina	*3*	*47*	*(44)*	*-93,6%*
- de los cuales Brasil[1]	*1.120*	*964*	*156*	*16,2%*
- de los cuales Chile	*144*	*157*	*(13)*	*-8,3%*
- de los cuales Colombia	*385*	*362*	*23*	*6,4%*
- de los cuales Perú	*158*	*154*	*4*	*2,6%*
Europa	96	136	(40)	-29,4%
Otro	44	6	38	-
Total[1]	**7.663**	**7.801**	**(138)**	**-1,8%**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

El **margen bruto de explotación ordinario** disminuyó especialmente en España por la liberación del fondo relativo al descuento energético registrado en el 2020 (269 millones de euros). Este efecto se ve compensado en parte por un aumento del margen en Brasil de unos mayores volúmenes transportados a precios medios crecientes como resultado de los ajustes arancelarios de dicho período.

El **margen bruto de explotación** de 7.210 millones de euros (7.520 millones de euros en el 2020) se ve afectado por lo mencionado debido al margen bruto de explotación y las siguientes partidas no recurrentes:

- cargos de los planes de reestructuración de la transición energética y la digitalización, principalmente en Italia y Brasil (389 millones de euros), y una mayor depreciación por la reducción de la vida útil residual de determinados contadores para la gestión remota dada su rápida obsolescencia tecnológica (34 millones de euros);
- costes incurridos como resultado de la pandemia de COVID-19 para la desinfección de los ambientes de trabajo, equipos de protección individual y donaciones (30 millones de euros).

Resultado de operación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.500	2.407	93	3,9%
Iberia	1.094	1.364	(270)	-19,8%
América Latina	1.175	1.018	157	15,4%
- de los cuales Argentina	*(25)*	*31*	*(56)*	*-*
- de los cuales Brasil[1]	*708*	*527*	*181*	*34,3%*
- de los cuales Chile	*95*	*110*	*(15)*	*-13,6%*
- de los cuales Colombia	*297*	*261*	*36*	*13,8%*
- de los cuales Perú	*100*	*89*	*11*	*12,4%*
Europa	6	54	(48)	-88,9%
Otro	38	3	35	-
Total[1]	**4.813**	**4.846**	**(33)**	**-0,7%**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.

La disminución del **resultado de operación ordinario** del 2021, incluidas las depreciaciones y los deterioros por un total de 2.850 millones de euros (2.955 millones de euros en el 2020), se debe a los fenómenos mencionados relativos al margen bruto de explotación ordinario. Este efecto se ve mitigado en parte por el aumento registrado en Italia, debido principalmente a la disminución de las amortizaciones de los créditos comerciales en comparación con el año anterior (225 millones de euros), compensado en parte por 57 millones de euros de mayor depreciación debido a la reducción de la vida útil de los contadores electrónicos de primera generación.

El **resultado de operación** del 2021 ascendierió a 4.348 millones de euros (4.349 millones de euros al 31 de diciembre de 2020), lo que refleja lo que ya se ha comentado en el resultado de operación ordinario.

Inversiones

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.554	1.966	588	29,9%
Iberia	874	631	243	38,5%
América Latina	1.663	1.156	507	43,9%
Europa	192	182	10	5,5%
Otro	13	2	11	-
Total	**5.296**	**3.937**	**1.359**	**34,5%**

Las **inversiones** en los dos períodos comparados registraron un incremento global de 1.359 millones de euros.
En particular, el aumento se registró en:

- Italia, por el aumento de las nuevas conexiones a los clientes y por la mejora de la calidad del servicio (a través de proyectos e-grid y DSO 4.0). Además, se produjo un aumento de la inversión debido a la introducción de la última generación de contadores electrónicos por un importe de 46 millones de euros tras la reanudación de las actividades masivas de sustitución de los contadores que tuvieron una ralentización el año anterior debido a la emergencia de COVID-19;
- España, por el aumento de la inversión en las líneas de distribución, las subestaciones, los transformadores y los equipos de medición;
- América Latina y, especialmente, Brasil por el aumento de la inversión en las líneas de distribución y las subestaciones, las actividades de mantenimiento y el aumento de las nuevas conexiones.

Mercados finales

Mercados finales

309,4 TWh
ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA
298,2 TWh en 2020

€ 3.086 millones
MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO
€ 3.197 millones en 2020

69,3 millones
CLIENTES MINORISTAS
de los cuales 24,8 millones son del mercado libre

IHIG GBL
IMC

Datos operativos

Venta de energía eléctrica

Millones de kWh

	2021	2020	2021-2020	
Mercado libre	175.958	160.202	15.756	9,8%
Mercado regulado	133.467	137.984	(4.517)	-3,3%
Total	**309.425**	**298.186**	**11.239**	**3,8%**
- de los cuales Italia	*92.768*	*90.205*	*2.563*	*2,8%*
- de los cuales Iberia	*79.457*	*80.772*	*(1.315)*	*-1,6%*
- de los cuales América Latina	*127.906*	*118.388*	*9.518*	*8,0%*
- de los cuales Europa	*9.294*	*8.821*	*473*	*5,4%*

Los mayores volúmenes de electricidad vendidos en 2021 se registran, en particular, en el mercado libre relativo a los clientes de *Business to Business* (B2B), principalmente en Italia y América Latina. En el mercado regulado, sin embargo, hay una disminución en los volúmenes en ambos segmentos de clientes (*Business to Consumer* y *Business to Business*) debido principalmente al menor número de clientes en comparación con el 2020.

Ventas de gas natural

Millones de m^3

	2021	2020	2021-2020	
Business to Consumer	3.731	3.637	94	2,6%
Business to Business	6.142	6.071	71	1,2%
Total[(1)]	**9.873**	**9.708**	**165**	**1,7%**
- de los cuales Italia	*4.353*	*4.429*	*(76)*	*-1,7%*
- de los cuales Iberia	*5.180*	*5.022*	*158*	*3,1%*
- de los cuales América Latina	*160*	*155*	*5*	*3,2%*
- de los cuales Europa[(1)]	*180*	*102*	*78*	*76,5%*

(1) Los datos del 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa del volumen vendido.

Los mayores volúmenes vendidos principalmente en España y Rumania en el 2021 se vieron parcialmente compensados por la reducción del consumo en Italia en el segmento de clientes de B2B.

El número total de clientes minoristas del Grupo ascendía a 69.342.818, de los cuales 24.839.600 correspondían al mercado libre, mientras que a 31 de diciembre de 2020 eran 69.517.932, de los cuales 22.931.809 correspondían al mercado libre.

Resultados económicos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Ingresos	38.708	29.508	9.200	31,2%
Margen bruto de explotación	2.990	3.121	(131)	-4,2%
Margen bruto de explotación ordinario	3.086	3.197	(111)	-3,5%
Resultado de operación	1.657	1.817	(160)	-8,8%
Resultado de operación ordinario	1.753	1.906	(153)	-8,0%
Inversiones	643	460	183	39,8%

En los cuadros siguientes se destacan los resultados económicos desglosados por Región/País en el 2021.

Ingresos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	19.818	14.869	4.949	33,3%
Iberia	16.177	11.987	4.190	35,0%
América Latina	1.393	1.492	(99)	-6,6%
- de los cuales Argentina	*2*	-	*2*	-
- de los cuales Brasil	*349*	*299*	*50*	*16,7%*
- de los cuales Chile	*93*	*271*	*(178)*	*-65,7%*
- de los cuales Colombia	*760*	*705*	*55*	*7,8%*
- de los cuales Perú	*189*	*217*	*(28)*	*-12,9%*
América del Norte	7	10	(3)	-30,0%
Europa	1.309	1.150	159	13,8%
Otro	4	-	4	-
Total	**38.708**	**29.508**	**9.200**	**31,2%**

Los **ingresos** aumentaron un 31,2% en el 2021 en comparación con el año anterior debido, principalmente, por los mayores ingresos de "Ventas de energía eléctrica" (+6.637 millones de euros) y "Ventas de gas" (+2.459 millones de euros) por los mayores volúmenes de ventas y precios en Italia y España.

Margen bruto de explotación ordinario

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	2.311	2.372	(61)	-2,6%
Iberia	547	530	17	3,2%
América Latina	263	203	60	29,6%
- de los cuales Argentina	*12*	*(7)*	*19*	-
- de los cuales Brasil	*136*	*107*	*29*	*27,1%*
- de los cuales Chile	*44*	*25*	*19*	*76,0%*
- de los cuales Colombia	*49*	*56*	*(7)*	*-12,5%*
- de los cuales Perú	*22*	*22*	-	-
América del Norte	6	9	(3)	-33,3%
Europa	(41)	83	(124)	-
Total	**3.086**	**3.197**	**(111)**	**-3,5%**

El **margen bruto de explotación ordinario** del 2021 se reduce, esencialmente, como resultado de:

- una disminución del margen en Rumania de 124 millones de euros, principalmente afectada por los mayores costes de compra de energía (257 millones de euros), solo parcialmente compensada por unos mayores ingresos de ventas (120 millones de euros);
- una disminución del margen en Italia de 61 millones de euros, donde el margen menor de 120 millones de euros en el mercado regulado, debido principalmente a unos ingresos menores reconocidos por el servicio de marketing de ventas, se vio parcialmente compensado por un mayor margen alcanzado en el mercado libre de 59 millones de euros, debido principalmente a unos mayores volúmenes vendidos gracias también al crecimiento del número de clientes; la reducción del margen se debe también a la reducción de los costes operativos del 2020 tras la liberación de un fondo relacionado con la disputa con un comerciante y el reconocimiento de una multa de 27 millones de euros impuesta por el Supervisor de Privacidad en el 2021.

Dichos efectos negativos solo se vieron compensados parcialmente por el aumento del margen en América Latina de 60 millones de euros, principalmente en Brasil, debido a los ajustes arancelarios y al aumento de los volúmenes de ventas.

El **margen bruto de explotación** fue de 2.990 millones de euros (3.121 millones de euros en el 2020) y, además de verse afectado por los efectos comentados del margen bruto de explotación ordinario, también incluye las partidas no recurrentes resultantes de los planes de reestructuración para la transición energética y la digitalización (94 millones de euros) y los costes no recurrentes debidos al COVID-19 para la desinfección de los ambientes de trabajo, equipos de protección individual y donaciones (2 millones de euros).

Resultado de operación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	1.508	1.548	(40)	-2,6%
Iberia	345	304	41	13,5%
América Latina	(41)	(6)	(35)	-
- de los cuales Argentina	*4*	*(44)*	*48*	-
- de los cuales Brasil	*(113)*	*(26)*	*(87)*	-
- de los cuales Chile	*20*	*11*	*9*	*81,8%*
- de los cuales Colombia	*31*	*41*	*(10)*	*-24,4%*
- de los cuales Perú	*17*	*12*	*5*	*41,7%*
América del Norte	5	9	(4)	-44,4%
Europa	(64)	51	(115)	-
Total	**1.753**	**1.906**	**(153)**	**-8,0%**

El **resultado de operación ordinario** se ve afectado por los efectos previamente comentados sobre el margen bruto de explotación ordinario, además de por una mayor depreciación, que asciende a 42 millones de euros, principalmente relacionados con los activos intangibles en Italia y España.

El **resultado de operación** del 2021 ascendió a 1.657 millones de euros (1.817 millones de euros al 31 de diciembre de 2020), lo que refleja el margen bruto de explotación y unos mayores gastos de depreciación y deterioro en Italia y España ya mencionados anteriormente.

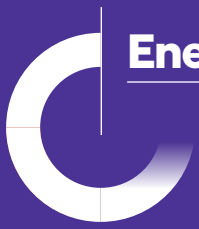
Inversiones

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	427	310	117	37,7%
Iberia	196	139	57	41,0%
Europa	20	11	9	81,8%
Total	**643**	**460**	**183**	**39,8%**

El cambio positivo en las **inversiones** se debe principalmente a una mayor capitalización para los costes asociados a la adquisición de nuevos contratos con los clientes.

Enel X



Enel X

157.209 n.º
PUNTOS DE RECARGA
105.079 en 2020

2.821 miles
PUNTOS DE LUZ
2.794 en 2020

7,7 GW
RESPUESTA A LA DEMANDA
6,0 GW en 2020

€ 298 millones
MARGEN BRUTO DE EXPLOTACIÓN ORDINARIO
€ 161 millones en 2020

+21,1%
INVERSIONES
en comparación con 2020 por un total de € 367 millones

HIG GBL
IMC

Datos operativos

	2021	2020	2021-2020	
Respuesta a la demanda (MW)	7.713	6.038	1.675	27,7%
Puntos de luz (miles de unidades)	2.821	2.794	27	1,0%
Almacenamiento (MW)	375	123	252	-
Puntos de carga (n.º)[(1)]	157.209	105.079	52.130	49,6%

(1) Los datos del 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa.

Los puntos de recarga realizados a particulares registraron un aumento de 48.430 unidades, principalmente en América del Norte e Italia, mientras que los puntos de recarga públicos aumentaron en 3.700 unidades, principalmente en Italia y España.

IMC

Resultados económicos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Ingresos	1.541	1.121	420	37,5%
Margen bruto de explotación	283	152	131	86,2%
Margen bruto de explotación ordinario	298	161	137	85,1%
Resultado de operación	30	(16)	46	-
Resultado de operación ordinario	44	(7)	51	-
Inversiones	367	303	64	21,1%

Los siguientes cuadros muestran los resultados económicos del 2021 divididos por Región/País.

Ingresos

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	536	324	212	65,4%
Iberia	271	244	27	11,1%
América Latina	275	218	57	26,1%
- de los cuales Argentina	*12*	*7*	*5*	*71,4%*
- de los cuales Brasil	*23*	*20*	*3*	*15,0%*
- de los cuales Chile	*66*	*68*	*(2)*	*-2,9%*
- de los cuales Colombia	*127*	*75*	*52*	*69,3%*
- de los cuales Perú	*47*	*48*	*(1)*	*-2,1%*
América del Norte	274	192	82	42,7%
Europa	88	53	35	66,0%
África, Asia y Oceanía	67	55	12	21,8%
Otro	164	156	8	5,1%
Eliminaciones y ajustes	(134)	(121)	(13)	-10,7%
Total	**1.541**	**1.121**	**420**	**37,5%**

Los **ingresos** en el 2021 aumentaron un 37,5% en comparación con el año anterior, en particular, se registraron mayores ingresos en:

- Italia, por los resultados positivos de las iniciativas comerciales de recalificación energética y sísmica en los negocios e-Home y "Vivi Meglio";
- Colombia, por las actividades relacionadas con el proyecto e-Bus;
- América del Norte, por el crecimiento en el negocio de respuesta a la demanda.

Margen bruto de explotación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	131	38	93	-
Iberia	52	45	7	15,6%
América Latina	92	84	8	9,5%
- de los cuales Argentina	*5*	*3*	*2*	*66,7%*
- de los cuales Brasil	*1*	*2*	*(1)*	*-50,0%*
- de los cuales Chile	*19*	*15*	*4*	*26,7%*
- de los cuales Colombia	*50*	*42*	*8*	*19,0%*
- de los cuales Perú	*17*	*22*	*(5)*	*-22,7%*
América del Norte	22	(9)	31	-
Europa	17	9	8	88,9%
África, Asia y Oceanía	-	2	(2)	-
Otro	(16)	(8)	(8)	-
Total	**298**	**161**	**137**	**85,1%**

El **margen bruto de explotación ordinario** aumenta principalmente en Italia y América del Norte debido a un mayor margen de los servicios asociados, respectivamente, por las nuevas iniciativas comerciales y las actividades de respuesta a la demanda.

El **margen bruto de explotación** ascendió a 283 millones de euros (152 millones de euros en el 2020). En el 2021, la diferencia de 15 millones de euros con respecto al margen bruto de explotación ordinario se refiere a los costes fijados para los planes de reestructuración de transición energética y la digitalización.

Resultado de operación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	17	(11)	28	-
Iberia	4	(1)	5	-
América Latina	72	72	-	-
- de los cuales Argentina	*5*	*3*	*2*	*66,7%*
- de los cuales Brasil	*1*	*(2)*	*3*	*-*
- de los cuales Chile	*17*	*14*	*3*	*21,4%*
- de los cuales Colombia	*39*	*41*	*(2)*	*-4,9%*
- de los cuales Perú	*10*	*16*	*(6)*	*-37,5%*
América del Norte	(22)	(52)	30	57,7%
Europa	13	3	10	-
África, Asia y Oceanía	(3)	(1)	(2)	-
Otro	(37)	(17)	(20)	-
Total	**44**	**(7)**	**51**	**-**

El **resultado de operación ordinario** incluye la depreciación y el deterioro por un total de 254 millones de euros (168 millones de euros en el 2020). El aumento de la depreciación y el deterioro se debió esencialmente a una mayor depreciación de los activos intangibles registrada en Enel X Italia.

El **resultado de operación** del 2021 ascendió a 30 millones de euros (-16 millones de euros al 31 de diciembre de 2020) y se vio afectado por lo mencionado en el margen bruto de explotación, el ajuste positivo del valor de la central de almacenamiento de Crenzow (1 millón de euros) y una mayor depreciación de los activos intangibles registrados en Enel X Italia.

Inversiones

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	99	70	29	41,4%
Iberia	54	50	4	8,0%
América Latina	48	67	(19)	-28,4%
América del Norte	46	36	10	27,8%
Europa	4	5	(1)	-20,0%
África, Asia y Oceanía	10	3	7	-
Otro	106	72	34	47,2%
Total	**367**	**303**	**64**	**21,1%**

Las **inversiones** crecieron principalmente en Italia en el negocio "Vivi Meglio" debido al aumento de los volúmenes gestionados, en América del Norte como resultado del crecimiento del negocio de almacenamiento, y en Iberia en el negocio e-Home, debido al mayor volumen de ventas en comparación con el 2020.
Además, en Enel X Srl se registró un aumento significativo de las inversiones destinadas al desarrollo de plataformas tecnológicas globales para la gestión digital del negocio.
La reducción de la inversión en América Latina se debió principalmente a la ejecución, en el 2020, de proyectos relacionados con el negocio de e-Bus en Colombia. Esta reducción fue parcialmente compensada por el aumento de la inversión en proyectos de *Smart Lightning* en Perú y en proyectos de *Distributed Energies* en Brasil.

Servicios, Holding y Otros

Resultados económicos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Ingresos[(1)]	3.931	2.024	1.907	94,2%
Margen bruto de explotación	1.424	(237)	1.661	-
Margen bruto de explotación ordinario	1.646	(83)	1.729	-
Resultado de operación	1.149	(444)	1.593	-
Resultado de operación ordinario	1.416	(290)	1.706	-
Inversiones	207	174	33	19,0%

(1) Para una mejor representación, se han asignado al sector de Holding las eliminaciones internas previamente notificadas en Eliminaciones y ajustes intersectoriales por un importe de 115 millones de euros para el año 2020.

En los cuadros siguientes se destacan los resultados económicos desglosados por Región/País en el 2021.

Ingresos

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Italia	760	749	11	1,5%
Iberia	465	480	(15)	-3,1%
América Latina	17	13	4	30,8%
Europa	24	24	-	-
Otro[(1)]	2.895	988	1.907	-
Eliminaciones y ajustes	(230)	(230)	-	-
Total	**3.931**	**2.024**	**1.907**	**94,2%**

(1) Para una mejor representación, se han asignado al sector de Holding las eliminaciones internas previamente notificadas en Eliminaciones y ajustes intersectoriales por un importe de 115 millones de euros para el año 2020.

El aumento de los **ingresos** en el 2021 se debe principalmente a la plusvalía vinculada a la venta de Open Fiber, dentro del modelo de negocio de Stewardship, de 1.763 millones de euros y al aumento de los servicios prestados a otras Líneas de Negocio.

Margen bruto de explotación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	56	83	(27)	-32,5%
Iberia	31	30	1	3,3%
América Latina	(77)	(86)	9	10,5%
América del Norte	(1)	(5)	4	80,0%
Europa	7	4	3	75,0%
Otro	1.630	(109)	1.739	-
Total	**1.646**	**(83)**	**1.729**	**-**

El aumento del **margen bruto de explotación ordinario** del 2021 se debe principalmente a la variación de los ingresos antes mencionada, compensada en parte por el aumento de los costes de los servicios, especialmente en las actividades informáticas, y por mayores disposiciones en materia de litigios en Italia.

El **margen bruto de explotación** ascendió a 1.424 millones de euros (237 millones de euros negativos en el 2020). Las partidas extraordinarias del 2021 se contabilizan casi exclusivamente en las disposiciones de los planes de reestructuración y digitalización por un total de 216 millones de euros. Los gastos realizados por la pandemia de COVID-19 para desinfectar los ambientes de trabajo, comprar equipos de protección individual y realizar donaciones por un total de 6 millones de euros se han reducido en 41 millones en comparación con el mismo período del año anterior.

Resultado de operación ordinario

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	(16)	14	(30)	-
Iberia	(20)	(16)	(4)	-25,0%
América Latina	(79)	(88)	9	10,2%
América del Norte	(1)	(6)	5	83,3%
Europa	5	3	2	66,7%
Otro	1.527	(197)	1.724	-
Total	**1.416**	**(290)**	**1.706**	**-**

El **resultado de operación ordinario** del 2021 está sustancialmente en consonancia con el aumento del margen bruto de explotación ordinario teniendo en cuenta una mayor depreciación y pérdidas por un valor de 23 millones de euros.

El **resultado de operación** del 2021 ascendió a 1.149 millones de euros (444 millones de euros negativos al 31 de diciembre de 2020) y se vio afectado por lo que ya se ha comentado en el margen bruto de explotación y en el resultado de operación ordinario y por el deterioro de 45 millones de la sede del Grupo en Roma tras la demolición parcial del inmueble objeto de restructuración.

Inversiones

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Italia	53	33	20	60,6%
Iberia	32	27	5	18,5%
América Latina	4	3	1	33,3%
América del Norte	1	-	1	-
Europa	1	-	1	-
Otro	116	111	5	4,5%
Total	**207**	**174**	**33**	**19,0%**

El aumento de las **inversiones** en Italia en el 2021 se debe principalmente a la reestructuración de inmuebles y al desarrollo de software.

El título de Enel

Enel y los mercados financieros

	2021	2020
Margen bruto de explotación por acción (euro)[1]	1,73	1,66
Resultado de operación por acción (euro)[1]	0,76	0,83
Resultado neto del Grupo por acción (euro)	0,31	0,26
Resultado neto del Grupo ordinario por acción (euro)	0,55	0,51
Dividendo unitario (euro)[2]	0,380	0,358
Patrimonio neto del Grupo por acción (euro)	2,92	2,79
Precio máximo del año (euro)	8,95	8,57
Precio mínimo del año (euro)	6,53	5,23
Precio medio de diciembre (euro)	6,77	8,17
Capitalización bursátil (millones de euros)[3]	68.804	83.110
Número de acciones al 31 de diciembre (millones)[4]	10.167	10.167

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de los Estados financieros consolidados.
(2) Dividendo deliberado por la Junta General de Accionistas de Enel SpA del 19 de mayo de 2022 en única convocatoria.
(3) Calculado sobre el precio medio de diciembre.
(4) El número de acciones incluye 4.889.152 acciones propias en el 2021 y 3.269.152 acciones propias en el 2020.

		Actual[1]	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2019
Rating					
Standard & Poor's	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	Plazo M/L	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
	A corto plazo	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	STABLE	POSITIVE	POSITIVE	POSITIVE
	Plazo M/L	Baa1	Baa1	Baa2	Baa2
	A corto plazo	-	-	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE	STABLE	STABLE
	Plazo M/L	BBB+	A-	A-	A-
	A corto plazo	F2	F2	F2	F2

(1) Datos actualizados el 31 de enero de 2022.

El contexto económico mundial del 2021 se caracterizó por una recuperación económica generalizada con un crecimiento del PIB mundial estimado en alrededor de un 5,8% anual en 2021. Esta recuperación ha sido posible especialmente en los países más desarrollados a través de un importante apoyo fiscal de los gobiernos y una campaña de vacunación rápida y eficaz.
Sin embargo, las reaperturas a principios del 2021 generaron grandes desequilibrios entre la oferta y la demanda a escala mundial, causando fuertes distorsiones en las cadenas de suministro y, como resultado, empujando al alza los precios de las materias primas y los bienes intermedios y de consumo.
El PIB de Estados Unidos, en aumento del 5,7% anual en el 2021, creció en el segundo semestre menos que las expectativas anuales.
En la eurozona, la economía real se recuperó bruscamente tanto en el segundo como en el tercer trimestre del 2021, con un PIB anual en aumento de un 5,2%. Sin embargo, la recuperación económica se desaceleró en el cuarto tri-

mestre debido a los aumentos repentinos de los precios de la energía y a las nuevas oleadas de casos de la variante Omicron, que llevaron a muchos países a volver a cerrar empresas y a restringir la movilidad.

En América Latina, la reapertura de las economías nacionales coincidió con un aumento mundial de los precios de los alimentos y la energía, la debilidad de las monedas locales y las graves sequías en muchas de zonas principales. Estos fenómenos han conducido a precios más altos, con una inflación, en muchos casos, muy por encima de los objetivos de los bancos centrales locales.

La recuperación económica también se ha reflejado en los mercados financieros. Las principales bolsas europeas cerraron positivamente en el 2021; el índice italiano FTSE-MIB +23,0%, el índice español Ibex35 +7,9%, el alemán DAX30 +15,8% y el francés CAC40 +28,9%.

El segmento de servicios públicos de la eurozona (EURO STOXX Utilities) cerró el año con un aumento del 3,6%.

Por último, el valor de Enel concluyó el 2021 con un importe de 7,046 euros por acción, una disminución del 14,9% en comparación con el año anterior.

El 20 de enero de 2021 se liquidó un anticipo sobre el dividendo de 0,175 euros por los beneficios del 2020 y el 21 de julio del 2021 se abonó el saldo de dividendos por el mismo año por un importe de 0,183 euros. El importe total de dividendos distribuidos en el 2021 fue de 0,358 euros por acción, un 9% más que los 0,328 euros distribuidos en el 2020.

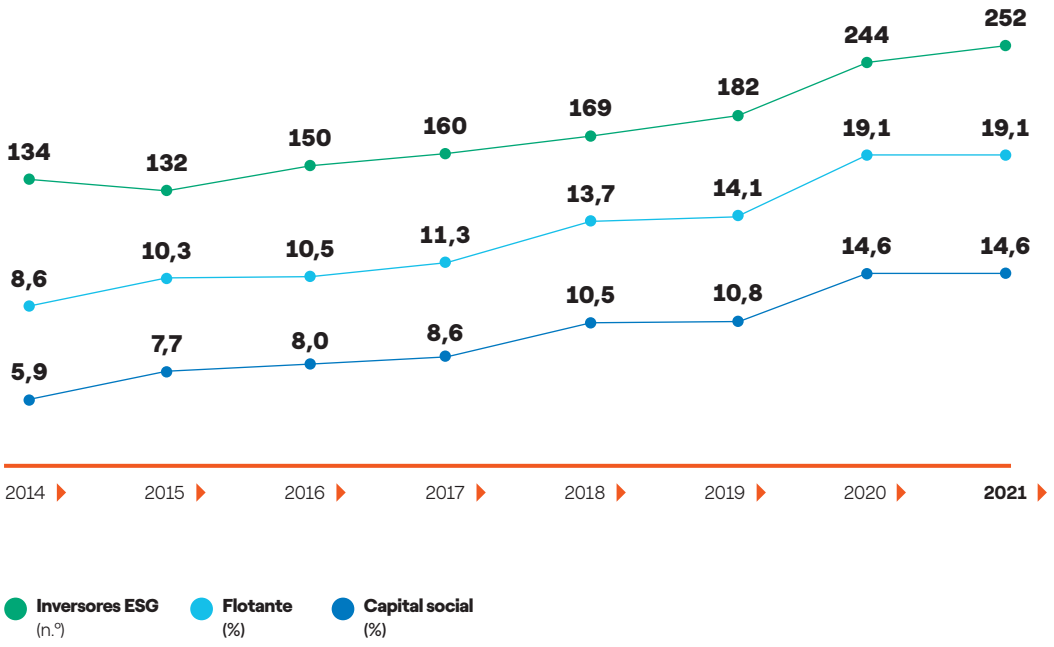
En relación con el beneficio neto ordinario del ejercicio 2021, el 26 de enero de 2022 se pagó un anticipo sobre el dividendo por un importe de 0,19 euros por acción, mientras que el pago del saldo de dividendos se espera para el 20 de julio de 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, los inversores institucionales redujeron su posición al representar el 59,4% del capital social (frente al 62,3% al 31 de diciembre del 2020), mientras que la participación de los inversores individuales aumentó hasta un 17,0% (frente al 14,1% al 31 de diciembre del 2020). La participación del Ministerio de Economía y Finanzas se mantiene estable en un 23,6%. Los fondos SRI representan aproximadamente el 14,6% del capital social (casi igual respecto al 31 de diciembre del 2020) y el 24,6% de los inversores institucionales (frente al 23,4% al 31 de diciembre del 2020). Los signatarios del PRI (Principios de Inversión Responsable por sus siglas en inglés) representan el 46,6% del capital social (frente al 47,8% al 31 de diciembre del 2020).

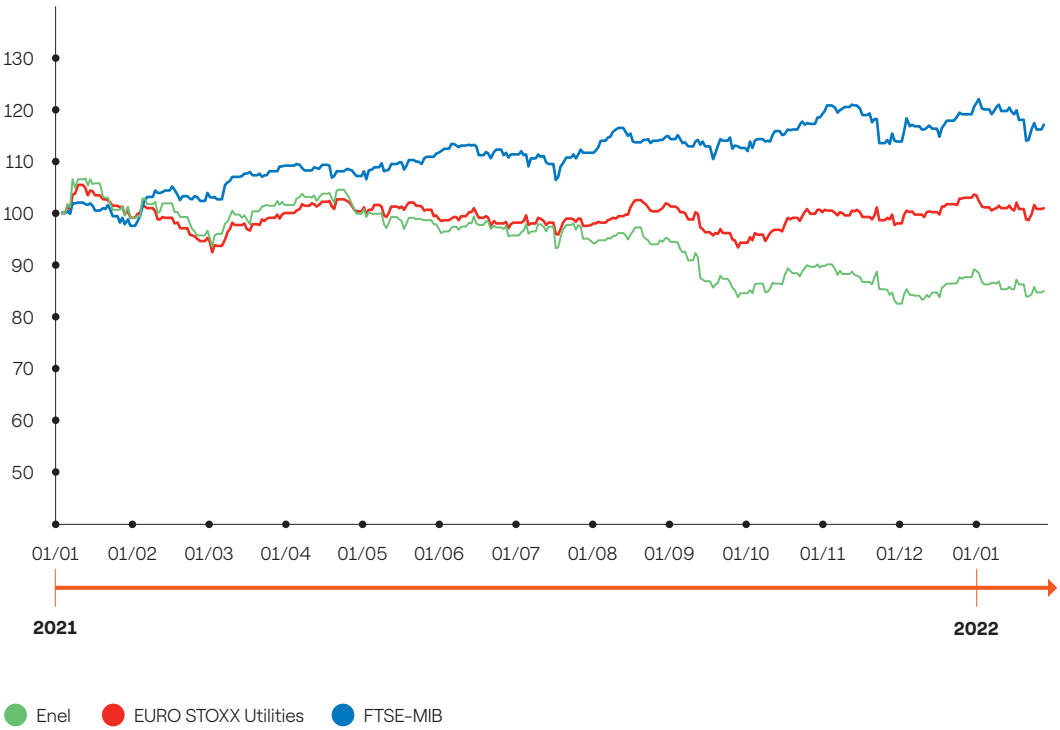
Para obtener más información, visite el sitio web institucional (www.enel.com) en la sección de Inversores (https://www.enel.com/investors/overview) y descargue la aplicación "Enel Investor", donde encontrará información de carácter económico y financiero (estados financieros, informes semestrales y trimestrales, presentaciones a la comunidad financiera, estimaciones de analistas y tendencias en el comercio de valores en relación con las acciones emitidas por Enel y las principales filiales cotizadas, calificaciones y perspectivas asignadas por las agencias de crédito), así como datos y documentos de interés actualizados sobre la naturaleza general de los accionistas y titulares de bonos (notas de prensa sensibles a los precios, bonos pendientes, programas de emisión de bonos, composición de los órganos sociales de Enel, Estatuto social y regulaciones de reuniones, información y documentos relacionados con reuniones, procedimientos y otros documentos relativos a la gobernabilidad corporativa, Código Ético y el modelo organizacional y de gestión).

También hay disponibles puntos de contacto dedicados específicamente a los accionistas individuales (número de teléfono: +39 0683054000; dirección de correo electrónico: azionisti.retail@enel.com) y a los inversores institucionales (número de teléfono: +39 0683051; dirección de correo electrónico: investor.relations@enel.com).

Evolución de los inversores ESG



Evolución de las acciones Enel e índices EURO STOXX Utilities y FTSE-MIB del 1° de enero 2021 al 31 enero de 2022



Innovación y digitalización

La innovación y la digitalización son elementos clave de la estrategia de Enel para crecer en un entorno que cambia rápidamente, garantizando altos estándares de seguridad, continuidad empresarial y eficiencia operativa, permitiendo, de esta forma, nuevos usos de la energía, nuevas formas de gestionarla y hacerla accesible a cada vez más personas.

Enel también opera a través de un modelo de Open Innovability®, un ecosistema basado en el uso compartido que conecta áreas de la compañía con start-ups, socios industriales, pequeñas y medianas empresas, centros de investigación y universidades a través de varios sistemas como, por ejemplo, plataformas de *crowdsourcing* y la red de Innovation Hub. La empresa cuenta con varios acuerdos de asociación para la innovación que, además de los campos de acción tradicionales relacionados con la energía renovable y la generación convencional, han promovido el desarrollo de nuevas soluciones para la movilidad electrónica, las microgrids, la eficiencia energética y el Internet industrial de las Cosas (IdC).
La estrategia de innovación de Enel se basa en la plataforma de *crowdsourcing* en línea openinnovability.com y una red global de 10 Innovation Hubs (de los cuales 3 también son laboratorios) y 22 Labs (de los cuales 3 están dedicados a start-ups) que consolidan el nuevo modelo de colaboración con start-ups y PyME. Estas últimas proponen soluciones innovadoras y nuevos modelos de negocio y Enel ofrece su experiencia, instalaciones de pruebas y una red global de socios para apoyar su desarrollo y ampliación. Los hubs se encuentran en los ecosistemas de innovación más importantes del Grupo (Catania, Pisa, Milán, Silicon Valley, Boston, Río de Janeiro, Madrid, Moscú, Santiago de Chile y Tel Aviv), gestionan las relaciones con todos los actores implicados en las actividades de innovación y son la principal fuente de búsqueda de start-ups y PyME innovadoras. Los Labs (los de Milán, Pisa, Catania, São Paulo, Tel Aviv y Be'er Sheva son los más representativos) permiten que las start-ups puedan desarrollar y probar sus soluciones junto con las Líneas de Negocio.
En el 2021, gracias a la posición estable del Grupo en los ecosistemas innovadores y al intenso uso de la red de Hub y Lab, se lanzaron más de 90 iniciativas de exploración (más de la mitad de las cuales en forma de campamento virtual, *bootcamp*) en diferentes áreas tecnológicas. Esto permitió que Enel conociera a más de 2.000 nuevas empresas y comenzara más de 100 nuevas colaboraciones.
La comunidad de 500.000 *solvers* también en el 2021 permitió la presencia del *crowdsourcing* de Enel a nivel global con más de 27 desafíos de innovación y sostenibilidad lanzados en openinnovability.com. En el 2021, Enel alcanzó un total de más de 177 desafíos puestos en marcha desde el lanzamiento de la plataforma: 44.000 usuarios registrados en el sitio (cerca de 400.000 potenciales *solvers* de las plataformas de socios) y alrededor de 650.000 euros en premios monetarios pagados a los ganadores.

En el 2021 se lanzó a nivel del Grupo la integración del *Open Innovation Culture* y del *Agile Transformation* con el objetivo de proporcionarle al negocio un apoyo de 360 grados, desde la generación de la idea hasta la fase de ejecución de los proyectos mediante el uso de los métodos *Innovation* y *Agile* como un motor clave para crear una ventaja competitiva e impulsar la optimización de los costes a lo largo del tiempo.

Cada vez son más importantes las actividades de promoción y desarrollo de la cultura de la innovación y el espíritu empresarial dentro de la empresa, a través de diversas iniciativas como la formación de colegas con cursos de la *Innovation Accademy* (muchas de las cuales se gestionan mediante enseñanza interna), el proyecto de los *Innovation Ambassadors*, personas apasionadas por la innovación y la creatividad que voluntariamente dedican una parte de su tiempo de trabajo a apoyar en la solución de los retos empresariales con un enfoque cocreativo e innovador y, por último, el concurso interempresarial *Make it Happen!*, en el que los empleados pueden proponer proyectos de negocio innovadores o eficiencia de procesos directamente a los altos directivos de la empresa.

En el 2021, Enel también siguió ejecutando el programa de asociación We4U - *World energy 4 Universities*, con universidades nacionales e internacionales y centros de investigación con el objetivo de mantener un diálogo constante y multidisciplinario centrado en los desafíos de la transición energética.

Además, continuaron las actividades de la "innovation community", que implicaron diferentes áreas y profesionales dentro de la empresa. A las comunidades existentes de almacenamiento de energía, los "blockchains", los drones, la realidad aumentada y virtual, la fabricación de aditivos, la inteligencia artificial, los "wearables", la robótica y el hidrógeno verde, en el 2021, se añadieron cuatro comunidades más, relativas a los sensores, los materiales y el diseño generativo informático y la monetización de datos. Mientras que, para las tecnologías más fronterizas, el papel de las comunidades es exploratorio y de investigación de posibles casos de uso y aplicaciones, en otras juegan el papel de compartir y difundir las mejores prácticas que pueden permitir que las tecnologías avancen y tengan un impacto cada vez mayor en el negocio. Este es el caso de los drones con posibilidades abiertas desde las regulaciones sobre vuelos fuera de la línea de visión (BVLOS), las soluciones robóticas especialmente en el campo de "legged-robots "y misiones autóno-

mas, la realidad virtual y aumentada, y para aplicaciones de inteligencia artificial.
En el 2021 se invirtieron 130 millones de euros (incluidos los costes de personal) en innovación, investigación y desarrollo.

En el 2021, las actividades de innovación en ciberseguridad se beneficiaron de la red de los Innovation Hubs, así como de su cartera de start-ups y las asociaciones de todo el Grupo.
Estas interconexiones han contribuido al intercambio de las mejores prácticas y los modelos operacionales, así como a la construcción y mejora de los canales de intercambio de información. En particular, se han analizado los servicios prestados por más de 20 start-ups y se han llevado a cabo actividades de *Proof of Concept* —algunos todavía en curso, otros internalizados— que abordan los temas para los que se da la información principal a continuación.

Se ha profundizado en las siguientes áreas tecnológicas:
- servicios de ciberprotección y detección en el contexto de los microservicios y, en particular, para contenedores e instancias sin servidor en el campo de DevSecOps;
- soluciones específicas para la protección de sistemas industriales (OT) que, en el ámbito de aplicación, suelen tener una capacidad computacional baja y están vinculados a sistemas *legacy*;
- servicios para la identificación de vulnerabilidades en activos y servicios de terceros utilizados por la organización que podrían socavar la seguridad de la organización (*external attack source*);
- soluciones que aprovechan el mayor potencial de la inteligencia artificial y el aprendizaje automático puestas al servicio del fortalecimiento de las capacidades de detección de amenazas informáticas y de la automatización del proceso de análisis, correlación y respuesta a incidentes;
- soluciones para la identificación de vulnerabilidades presentes en activos y dispositivos (dispositivos móviles, IdC, aplicaciones web, etc.) con la ayuda de técnicas innovadoras;
- servicios que permiten analizar el firmware de los dispositivos IdC en cuestión de horas y reconocer rápidamente las principales vulnerabilidades al optimizar el tiempo de ejecución en las tareas manuales.

Propiedad intelectual

En continuidad con el año anterior, también para el ejercicio 2021, Enel renovó y reforzó su compromiso con el desarrollo y la mejora de su cartera de propiedad intelectual ("PI") como fuente de ventaja competitiva para el Grupo.
De hecho, el ecosistema Open Innovability® genera innovación a través de la creación y el intercambio de soluciones internas y externas que dan vida a ideas que permiten propagar de manera segura y sostenible las soluciones tecnológicas a través de las cuales se implementan los programas de electrificación, formación de plataformas y stewardship, pero que, al mismo tiempo, requieren una protección jurídica adecuada.
Dicho impulso en la innovación lo demuestran las inversiones en activos intangibles del Grupo, que muestran un aumento considerable, y que están en línea con dicha directriz estratégica, con especial referencia a las aplicaciones informáticas y digitales.
Las inversiones se centraron en todas las Líneas de Negocio Globales del Grupo y han hecho especialmente referencia a:
- en la Línea de Negocio Global Power Generation, el desarrollo de soluciones técnicas innovadoras en el campo de la producción de energía a partir de fuentes solares renovables, que tienen por objeto, por un lado, la realización de un sistema innovador para la instalación rápida y automatizable de paneles fotovoltaicos y, por otro, un aumento de la producción fotovoltaica de las plantas mediante el aumento a nivel micro y nanométrico de los mecanismos de transferencia de las cargas en correspondencia con las diferentes capas, tanto en células individuales con sistemas de heterounión como en tándem;
- en la Global Infrastructure and Networks, la creación de plataformas para el aprovechamiento de las externalidades de red en el mercado de servicios, así como para la automatización de la gestión de usuarios;
- en la Línea de Negocio Global Enel X, el desarrollo de aplicaciones en el negocio de telemedicina y plataformas en el campo de la vida urbana, con particular referencia, respectivamente, a la aplicación Smart Axistance eWell, estudiada y gestionada en colaboración con los mejores especialistas de la Fundación Policlinico Gemelli, y a la plataforma 15 Minutes City Index, desarrollada en colaboración con la Universidad de Florencia; y, por último,
- en la recién establecida Línea de Negocio Global e-Mobility, la definición de las formas de protección para las soluciones propias en el ámbito de la recarga eléctrica, incluido el diseño comunitario protegido por Juice Media, un producto innovador que permite ofrecer servicios de recarga eléctrica y publicidad multimedia simultáneamente en una sola instalación.

El Grupo también está invirtiendo recursos en el desarrollo de soluciones innovadoras con alta densidad de propiedad intelectual, principalmente en forma de protección autoritaria y secreto comercial, relativas a modelos climáticos y modelos cuantitativos avanzados para el análisis de sistemas energéticos destinados a apoyar los procesos de des-

carbonización y electrificación en las principales áreas geográficas de interés, con una visión integrada para el futuro.
Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo tiene un total de 892 patentes de invención pertenecientes a 146 familias tecnológicas, de las cuales, 749 son licencias concedidas y 143 solicitudes pendientes. Es una cartera que proporciona protección a todos los mercados en los que está presente el Grupo. Para obtener un análisis detallado de los valores de propiedad intelectual más importantes de cada Línea de Negocio Global, consulte la sección sobre propiedad intelectual en el Informe de Sostenibilidad. El aumento del número de títulos de propiedad intelectual del Grupo Enel corresponde a un aumento de los esfuerzos internos encaminados a fortalecer la infraestructura de información necesaria para la identificación inmediata de la innovación generada, su evaluación y protección, así como el seguimiento continuo de la evolución de la cartera en vista de una alineación continua y precisa entre las trayectorias tecnológicas y comerciales y las formas correspondientes de control de la ventaja competitiva garantizada por los derechos de propiedad intelectual. El Grupo también tiene la intención de seguir apoyando y promoviendo el desarrollo de su modelo de innovación mediante proyectos específicos de divulgación interna por parte de la Unidad de Propiedad Intelectual y, a este respecto, en el 2021 se introdujo un nuevo procedimiento en el marco de la Gestión de la Propiedad Intelectual y se desarrollaron herramientas de elaboración de informes gerenciales para mejorar el intercambio de toda la información sobre el valor generado en Enel según el modelo Open Innovability®: para más información al respecto, consulte el contenido de la sección dedicada a la propiedad intelectual en el Informe de Sostenibilidad.

El nuevo procedimiento para la gestión de la propiedad intelectual

La gestión de la propiedad intelectual del Grupo está regulada por el nuevo procedimiento de gestión de la propiedad intelectual (Intellectual Property Management). Esta gestión abarca todas las etapas de la vida de la propiedad intelectual: desde el momento de la concepción de las invenciones hasta el momento de la protección y el mantenimiento de la cartera y las relaciones con las contrapartes externas. En particular, el procedimiento regula los casos en los que la propiedad intelectual generada en Enel se transfiere fuera de contextos tales como: (i) la investigación colaborativa, (ii) las adquisiciones, (iii) las relaciones con las start-ups, (iv) las fusiones, adquisiciones y stewardship y (v) las adquisiciones directas o autorizadas de activos intangibles de Enel y de terceros.
Están regulados los métodos de protección de los activos intangibles, el control de su uso y las métricas para la medición cuantitativa del desempeño del Grupo en la gestión de la propiedad intelectual y se rastrean los elementos útiles para futuras acciones de planificación y valorización de activos y mapeo de riesgos.

El proyecto Intellectual Property Reporting

Desde el 2020, Enel se ha planteado el reto —que se siente comúnmente pero no se ha resuelto definitivamente hasta ahora en el nivel de la práctica empresarial en las diversas empresas tecnológicas globales— de la correcta representación del patrimonio intelectual en las comunicaciones no financieras. De conformidad con este requisito, se realizó ante todo un reconocimiento cuantitativo y cualitativo del patrimonio existente y su sistematización, tanto en los componentes codificados y titulados (patentes, diseño, modelos de utilidad) como para el secreto comercial.
En el 2021, Enel estableció las bases para la definición de un proceso interno de presentación de informes no financieros de la propiedad intelectual basado en un método propio capaz de dar continuidad, año tras año, a la actividad de evaluación y valorización de los intangibles de la empresa con vistas a una posible comunicación también hacia el exterior.
El método que se define es aplicable a todos los proyectos internos de Enel destinados a generar propiedad intelectual y se basa en la identificación necesaria y preventiva de los diversos componentes a los que da vida un proyecto en términos, entre otras cosas, de documentación, tecnología, algoritmos, procesos, productos, diseños, esquemas y *dashboards*. Cada ontología de lo inmaterial, es decir, los elementos intangibles identificados, corresponde a una o más formas de derechos de propiedad intelectual para medir la intensidad de los resultados del proyecto en términos de contenido intelectual. El método interno también prevé un ejercicio de evaluación de la propiedad intelectual generada internamente que, aunque no pretende en modo alguno sustituir otros métodos de valoración adoptados en el Grupo Enel para la determinación del valor razonable y sobre la base de los métodos de las utilidades, permite aprovechar el valor intrínseco de dichos activos intangibles

aprovechando los elementos de carácter patrimonial y proporcionando una indicación de la inversión que sería necesaria para replicar la solución tecnológica evaluada.

A nivel experimental, para un análisis más articulado de los problemas derivados de la aplicación de este método cuali-cuantitativo, se han seleccionado algunos proyectos dentro de las Líneas de Negocio Globales, de las Funciones Globales de Servicio y de las Funciones del personal que han contribuido a la generación de propiedad intelectual dentro del Grupo Enel. El método ha sido probado y perfeccionado sobre la base de una experiencia concreta y se han tenido en cuenta las características técnicas y organizativas de los diversos ámbitos.

Más concretamente, una de las aplicaciones prácticas más interesantes del método de Intellectual Property Reporting es Grid Blue Sky, el proyecto insignia de la Línea de Negocio Global Infrastructure and Networks (cuya anticipación se mencionó en el Informe de Sostenibilidad del 2020) y el conjunto de intangibles de la fábrica de 3SUN, cuyo propósito es producir paneles solares de heterounión de doble cara sobre la base de la tecnología propia de Enel.

El proyecto Grid Blue Sky tiene como objetivo una reingeniería integral del modelo operativo de las redes para la gestión integrada de todas las actividades, desde el diseño y la planificación hasta las operaciones de funcionamiento y mantenimiento, hasta la interacción con los clientes y el apoyo a los nuevos modelos de negocio del distribuidor. Todo de tal forma que las diferentes funciones sean compatibles de forma nativa con los diversos aspectos del ámbito operativo, incluidos los de carácter reglamentario típico de los mercados de la energía. Grid Blue Sky se basa en un innovador paradigma de desarrollo, que hace que su arquitectura sea escalable, sostenible y resistente, ya que se basa en la idea de que todas las actividades que realiza el operador se lleven a cabo a través del acceso a una única plataforma integrada en la que convergen los datos. Esto evita la necesidad de desarrollar soluciones verticales redundantes porque la base de datos es común y ofrece la posibilidad de desarrollar innumerables servicios e integrar soluciones de terceros. La plataforma consta de los siguientes componentes:

- *asset owner*, que cubre todo lo relacionado con la planificación y desarrollo de la red eléctrica;
- *asset operator*, que se refiere a la gestión de la red en términos de procesos operativos y de mantenimiento;
- *customer engagement*, que gestiona el proceso de interacción con el cliente que se beneficiará de una plataforma única de interacción y gestión de relaciones; y
- *system operator*, que mira hacia el futuro de la distribución de electricidad teniendo en cuenta las perspectivas aún no reguladas del uso de la flexibilidad que ofrecen los recursos conectados a las redes para resolver problemas de congestión y regulación del voltaje.

El examen del proyecto, utilizando el método del Intellectual Property Reporting, ha permitido identificar los diversos componentes intangibles que contribuyen a formar la plataforma y ha confirmado la alta densidad de propiedad intelectual de Grid Blue Sky. La búsqueda de la correspondencia entre elementos intangibles y formas de protección, que forma parte del método inaugurado por Enel, revela la presencia de derechos de autor en todo el código fuente que se encuentra en la base de la plataforma, además de todos los aspectos del diseño conceptual y los flujos de información que sustentan el modelo operativo y todos los elementos gráficos originales (interfaces de usuario y paneles de lectura de datos). Además, para ampliar el procedimiento interno de protección de los secretos comerciales, se han identificado, aislado y codificado todos los componentes de carácter confidencial que subyacen al gran conocimiento de Enel en la gestión de la red y que son extrínsecos en los aspectos tecnológicos, organizativos, económicos, financieros y de marketing.

Asimismo, el ejercicio de la codificación de lo inmaterial y de la identificación de las formas de protección se ha llevado a cabo en 3SUN de Enel Green Power, la fábrica que estudia y desarrolla las aplicaciones de la nueva generación fotovoltaica. De hecho, Enel ha estado durante mucho tiempo a la vanguardia del diseño de paneles solares de heterounión de doble cara, que aumentan la eficiencia de la planta a través de una mayor capacidad de captura de radiación solar. El conocimiento de 3SUN sobre el tema se refiere no solo al panel como tal, sino también a los materiales innovadores, a los métodos de montaje y a todos los conocimientos industriales para la realización y la gestión automatizada (desde el punto de vista de Industria 4.0) de las líneas de producción. La codificación de la propiedad intelectual en el caso de 3SUN ha hecho que emerjan todos los componentes tecnológicos y sus formas de protección, que conciernen a un gran grupo de familias de patentes sobre los procesos aplicados, los materiales y las técnicas de la heterounión de los paneles, así como un conjunto sustancial de conocimientos secretos, adecuadamente identificados y protegidos, necesarios para la producción de paneles, y también conocimiento específico sobre la fabricación que tiene el objetivo directo de realizar todos los componentes del Gigafactory.

Los casos de Grid Blue Sky y de 3SUN son representativos y emblemáticos del trabajo asiduo que Enel ha venido realizando desde hace varios ejercicios para que cada vez sea más visible desde el exterior como una propiedad intelectual tanto instrumental para generar y preservar la ventaja competitiva de la empresa, como en los casos de explotación directa e interna de soluciones tecnológicas (como en el caso de 3SUN), incluso en los casos en los que la solución propia es fundamental por la lógica de compartir conocimientos en clave de innovación abierta y de permitir nuevos modelos de negocio (como en el caso de Grid Blue Sky).

La centralidad de las personas

Gestión y valorización de las personas de Enel

Al 31 de diciembre de 2021, había 66.279 empleados (66.717 al 31 de diciembre de 2020). En el 2021, la fuerza laboral del Grupo se redujo en 438 personas debido al equilibrio neto entre las contrataciones y los ceses de los contratos de trabajo del ejercicio (-461 personas) y el cambio en el perímetro (un total de +23 personas), entre ellos, la venta de Enel Green Power Bulgaria y la adquisición de CityPoste Payment SpA en Italia.

En los cuadros siguientes se analiza la consistencia de los empleados y su variación por género, grupo de edad, cargo y área geográfica. Además, se expone el análisis por Línea de Negocio solo en la consistencia de los empleados.

Consistencia de los empleados

		2021	2020	2021-2020	
Empleados por género:	n.°	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
- de los cuales hombres	n.°	51.341	52.346	(1.005)	-1,9%
	%	77,5	78,5	-1,0	-1,3%
- de los cuales las mujeres	n.°	14.938	14.371	567	3,9%
	%	22,5	21,5	1,0	4,7%
Empleados por grupos de edad:	n.°	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
- <30	n.°	7.761	7.289	472	6,5%
	%	11,7	10,9	0,8	7,3%
- 30-50	n.°	38.024	36.355	1.669	4,6%
	%	57,4	54,5	2,9	5,3%
- >50	n.°	20.494	23.073	(2.579)	-11,2%
	%	30,9	34,6	-3,7	-10,7%
Empleados por cargo:	n.°	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
- gerente	%	2,1	2,1	-	-
- director medio	%	18,5	17,4	1,1	6,3%
- oficinista	%	53,6	53,8	-0,2	-0,4%
- trabajador en fábrica	%	25,8	26,7	-0,9	-3,4%
Empleados por área geográfica:	n.°	**66.279**	**66.717**	**(438)**	**-0,7%**
Italia	n.°	30.276	29.800	476	1,6%
	%	45,7	44,7	1,0	2,2%
Iberia	n.°	9.518	9.781	(263)	-2,7%
	%	14,4	14,7	-0,3	-2,0%
América Latina	n.°	18.763	19.838	(1.075)	-5,4%
	%	28,3	29,7	-1,4	-4,7%
Europa	n.°	4.994	4.966	28	0,6%
	%	7,5	7,4	0,1	1,4%
América del Norte	n.°	1.914	1.639	275	16,8%
	%	2,9	2,5	0,4	16,0%
África, Asia y Oceanía	n.°	814	693	121	17,5%
	%	1,2	1,0	0,2	20,0%

Consistencia de los empleados por Línea de Negocio

N.°

	a 31.12.2021	a 31.12.2020	Porcentaje del total a 31.12.2021	Porcentaje del total a 31.12.2020
Generación Termoeléctrica y Trading	7.847	8.142	11,8%	12,2%
Enel Green Power	8.989	8.298	13,5%	12,4%
Infraestructuras y Redes	33.263	34.332	50,2%	51,5%
Mercados finales	6.148	6.324	9,3%	9,5%
Enel X	3.352	2.989	5,1%	4,5%
Servicios	5.734	5.731	8,7%	8,6%
Holding y Otros	946	901	1,4%	1,3%
Total	**66.279**	**66.717**	**100,0%**	**100,0%**

Variación en la consistencia de los empleados

Consistencia al 31 de diciembre de 2020	**66.717**
Contrataciones	5.401
Ceses de contratos laborales	(5.862)
Variaciones de perímetro	23
Consistencia al 31 de diciembre de 2021	**66.279**

Análisis de la variación de la consistencia

		2021	2020	2021-2020	
Tasa de entrada	%	**8,1**	**4,7**	**3,4**	**72,3%**
Personas entrantes por género:	n.°	**5.401**	**3.131**	**2.270**	**72,5%**
- de los cuales hombres	n.°	3.764	2.203	1.561	70,9%
	%	69,7	70,4	-0,7	-1,0%
- de los cuales las mujeres	n.°	1.637	928	709	76,4%
	%	30,3	29,6	0,7	2,4%
Personas entrantes por grupos de edad:	n.°	**5.401**	**3.131**	**2.270**	**72,5%**
- <30	n.°	2.579	1.363	1.216	89,2%
	%	47,8	43,5	4,3	9,9%
- 30-50	n.°	2.653	1.700	953	56,1%
	%	49,1	54,3	-5,2	-9,6%
- >50	n.°	169	68	101	-
	%	3,1	2,2	0,9	40,9%
Personas entrantes por área geográfica:	n.°	**5.401**	**3.131**	**2.270**	**72,5%**
Italia	n.°	1.697	1.044	653	62,5%
	%	31,5	33,3	-1,8	-5,4%
Iberia	n.°	693	257	436	-
	%	12,8	8,2	4,6	56,1%
América Latina	n.°	1.704	991	713	71,9%
	%	31,5	31,7	-0,2	-0,6%
Europa	n.°	439	280	159	56,8%
	%	8,1	8,9	-0,8	-9,0%
América del Norte	n.°	636	362	274	75,7%
	%	11,8	11,6	0,2	1,7%
África, Asia y Oceanía	n.°	232	197	35	17,8%
	%	4,3	6,3	-2,0	-31,7%

		2021	2020	2021-2020	
Tasa de rotación	%	**8,8**	**6,0**	**2,8**	**46,7%**
Ceses por género:	n.°	**5.862**	**3.696**	**2.166**	**58,6%**
- de los cuales hombres	n.°	4.779	3.001	1.778	59,2%
	%	81,5	81,2	0,3	0,4%
- de los cuales las mujeres	n.°	1.083	695	388	55,8%
	%	18,5	18,8	-0,3	-1,6%
Ceses por grupos de edad:	n.°	**5.862**	**3.696**	**2.166**	**58,6%**
- <30	n.°	702	547	155	28,3%
	%	12,0	14,8	-2,8	-18,9%
- 30-50	n.°	2.275	1.273	1.002	78,7%
	%	38,8	34,4	4,4	12,8%
- >50	n.°	2.885	1.876	1.009	53,8%
	%	49,2	50,8	-1,6	-3,1%
Ceses por área geográfica:	n.°	**5.862**	**3.696**	**2.166**	**58,6%**
Italia	n.°	1.249	1.011	238	23,5%
	%	21,3	27,3	-6,0	-22,0%
Iberia	n.°	956	599	357	59,6%
	%	16,3	16,2	0,1	0,6%
América Latina	n.°	2.779	1.393	1.386	99,5%
	%	47,4	37,7	9,7	25,7%
Europa	n.°	406	299	107	35,8%
	%	6,9	8,1	-1,2	-14,8%
América del Norte	n.°	361	313	48	15,3%
	%	6,2	8,5	-2,3	-27,1%
África, Asia y Oceanía	n.°	111	81	30	37,0%
	%	1,9	2,2	-0,3	-13,6%

Formación y desarrollo

Durante la evolución de la emergencia COVID-19 se garantizó la seguridad del personal al adoptar las medidas de flexibilidad activadas en el 2020. En el 2021 se activó el modo de trabajo a distancia para más de 39.000 personas en los países de presencia del Grupo. Esta capacidad de flexibilidad y resiliencia se basa en la experiencia consolidada del trabajo a distancia, que comenzó en Italia en el 2016 y se extendió gradualmente por todo el Grupo, y en la la transformación tecnológica y digital de la estrategia de negocio que ha hecho de Enel la primera empresa de servicios públicos completamente en la nube.

La nueva forma de trabajar se ha beneficiado de los numerosos instrumentos y servicios de apoyo que se han puesto a disposición de las personas, esenciales para trabajar desde casa, garantizar la circulación y el intercambio de información y una organización eficaz de las actividades. Las iniciativas de capacitación y sensibilización siguen acompañando la adopción de métodos de trabajo plenamente digitales y se promueve una cultura de trabajo basada en la autonomía, la delegación y la confianza, además de la atención al bienestar de las personas y sus familias.

En este contexto, por lo tanto, se fortalecen los programas de *reskiling* y *upskilling*: el primero está destinado a aprender las habilidades y las competencias que permiten que las personas puedan cubrir posiciones y roles diferentes respecto a los anteriores; el segundo, por otro lado, es el desarrollo de trayectos de formación y empoderamiento que permiten mejorar el desempeño de su papel, incrementando las habilidades existentes en la posición actual.

Durante el 2021 se llevaron a cabo acciones de difusión sobre el tema del *upskilling* y *reskilling* que implicaron los cargos de todos los países y las Líneas de Negocio Globales del Grupo: un reto global y la realización de 36 entrevistas con altos ejecutivos sobre las habilidades actuales y futuras. También se ha establecido un grupo de trabajo para la redacción de directrices, el mapeo de los proyectos, la adopción de una taxonomía común según la cual el *upskilling*, el *reskilling* y el *external skilling* sean un conjunto integrado de intervenciones que incluyan la formación, el desarrollo y el ecosistema de Enel en su conjunto.

Se ha reforzado la creación de redes europeas sobre los temas de *upskilling* y *reskilling* al unirse a la iniciativa "Upskill4the future" de CSR Europe con el proyecto "People Business Partner R-evolution" de la empresa e-distribuzione

para People Business Partners, los primeros facilitadores de la transición energética para acompañar a las personas en su recorrido de crecimiento profesional y contribuir a la redacción de la Declaración Conjunta entre las Partes Sociales Europeas, *Joint statement on Just Transition*, firmada en noviembre.

Enel promueve actividades de capacitación para su personal como elemento fundacional para asegurar su desarrollo continuo. Ha cubierto vías dirigidas a fomentar la evolución del propio talento, la valorización de las pasiones y las actitudes personales y el desarrollo de nuevos lenguajes, también promoviendo el nacimiento de formadores internos ("Train the Trainer"). En el 2021 se proporcionaron aproximadamente 3 millones de horas de capacitación, en aumento en comparación con el año anterior, con un 20% de asistencia presencial y el resto a distancia. Esto ha sido posible gracias a la mejora de las herramientas digitales y de la plataforma E-Ducation, que han garantizado un acceso generalizado al contenido y una mayor cultura de digitalización para el aprendizaje. Los cursos de formación abarcaron temas relacionados con comportamientos, aspectos técnicos, seguridad, nuevas habilidades y cultura digital.
El coste total de los cursos de formación del Grupo durante el 2021 asciende a 23 millones de euros[18].

Formación media por empleado

		2021	2020	2021-2020	
Promedio del número de horas de formación	h/per cápita	**44,6**	**40,9**	**3,7**	**9,0%**
Número promedio de horas de formación según el cargo:					
- gerente	h/per cápita	29,6	31,9	(2,3)	-7,2%
- director medio	h/per cápita	41,9	41,4	0,5	1,2%
- oficinista	h/per cápita	38,4	35,7	2,7	7,6%
- trabajador en fábrica	h/per cápita	60,3	51,4	8,9	17,3%
Promedio de horas de formación por género:					
- hombres	h/per cápita	46,5	40,4	6,1	15,1%
- mujeres	h/per cápita	37,7	42,7	(5,0)	-11,7%

En un entorno de trabajo que cambia rápidamente, acelerado por la crisis pandémica, el Grupo se ha fijado el ambicioso objetivo de promover la sostenibilidad digital en los próximos años a través de una serie de iniciativas de formación que ilustran todas las tecnologías que permiten que las propias personas puedan trabajar y coexistir con el medio ambiente circundante de manera sostenible.
En cuanto a las acciones de desarrollo para las personas, en el 2021 se desarrolló y amplió a todo el Grupo un nuevo modelo de *Performance Appraisal*: el *Open Feedback Evaluation* (OFE). El programa, que incluye el 100% de las personas elegibles del Grupo, presenta características significativas en comparación con el pasado. En particular, para crear un diálogo constante entre y con las personas, la evaluación se hace continua y a 360 grados, con tres momentos de diálogo entre gerentes y colaboradores durante el año. El nuevo modelo OFE se compone de tres dimensiones interdependientes: el "Talento", que consiste en destacar las competencias individuales basadas en el modelo de las 15 habilidades blandas y vinculadas a los 4 valores de Open Power de Confianza, Responsabilidad, Innovación y Proactividad; la "Generosidad", entendida como una actitud de conexión con los demás, dedicando tiempo a reconocer los talentos de los colegas y poniéndose en juego pidiendo comentarios por sí mismos, generando un mecanismo de crecimiento individual y colectivo; y, por último, la "Acción", es decir, la capacidad, evaluada por los responsables hacia sus empleados, para alcanzar sus objetivos profesionales.

Escuchar y mejorar el bienestar de la organización

A raíz de iniciativas anteriores ya realizadas por Enel con el objetivo de escuchar constantemente al personal del Grupo y que han llevado a lo largo de los años a la elaboración de planes de acción específicos para Funciones de Holding, Líneas de Negocio y áreas geográficas, gracias a las cuales surgieron las principales necesidades (meritocracia, desarrollo personal, equilibrio entre vida laboral y personal, etc.), también a finales del 2020 se lanzó el programa global "Open Listening – entrevista para construir nuestro futuro". La iniciativa global, en la que participó activamente el 70% de los empleados, proporcionó información importante sobre el clima interno y las condiciones de trabajo,

(18) La suma de los costes tiene en consideración la cuenta específica de formación del nuevo sistema "New Primo". Esto incluye todos los gastos externos de capacitación y, en la actualidad, es la única forma de datos certificados por el sistema disponibles sobre los gastos de los cursos de formación.

pidiendo a los colegas que imaginaran el futuro en la era de la "próxima normalidad": desde el trabajo a distancia hasta los espacios, desde las tecnologías innovadoras hasta los nuevos modelos de liderazgo del futuro.
Además, a lo largo del 2021, Enel creó, junto al personal, un modelo global de bienestar basado en ocho pilares que influyen en la satisfacción general: psicológico, físico, social, ético, económico, cultural, armonía en el trabajo y sentido de protección. También se llevó a cabo una encuesta a nivel global sobre el bienestar para medir el bienestar y detectar las iniciativas más importantes para las personas. Los resultados de la encuesta permitirán elaborar un Programa de bienestar global en el 2022, con la participación de un equipo internacional, heterogéneo y multicultural.

Por último, en el 2021 se vio otro momento importante de escucha destinado a identificar, entre otras cosas, los aspectos del entorno de trabajo que los colegas reconocen como de valor y características distintivas del Grupo: la encuesta "Employer Value Proposition". Gracias al proyecto, en el que participaron colegas de todo el mundo, también se ha analizado el "Net Promoter Score" (el indicador que mide la satisfacción de los empleados dentro de la empresa) y los principales atributos asociados a la marca Enel como "empleador preferido". La sostenibilidad, la innovación, la seguridad en el trabajo y el equilibrio entre trabajo y vida son los principales atributos que han surgido y que también coinciden con las principales preferencias declaradas por las personas cuando eligen el lugar donde quieren trabajar.

Incluir la diversidad en Enel

La inclusión de la diversidad y la valorización de los talentos múltiples y únicos de las personas son factores esenciales del enfoque de Enel para crear valor sostenible a largo plazo para todas las partes interesadas.

El compromiso de Enel con la diversidad y la inclusión comenzó en el 2013 con la emisión de la Política de Derechos Humanos, seguida, en el 2015, por la Política Global de "Diversidad e Inclusión", publicada conjuntamente con la adhesión de Enel a los principios de la WEP (Principios de Empoderamiento de la Mujer por sus siglas en inglés), promovidos por UN Global Compact y UN Women y coherentes con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. En el 2019 se publicó la Política Global sobre el Acoso en el Lugar de Trabajo, que aclara el principio del respeto a la integridad y la dignidad de las personas en el lugar de trabajo y aborda el acoso sexual y el acoso relacionado con la discriminación en el lugar de trabajo. En el 2020 estos principios se mencionaron en la *Statement against harrassment*. Por último, en el 2021 se publicó la Política Mundial de Accesibilidad Digital, que se centraba en la inclusión de todos y en garantizar la igualdad de acceso a la información y los sistemas digitales.

El enfoque de la diversidad y la inclusión se basa en los principios de no discriminación, igualdad de oportunidades, dignidad e inclusión de toda persona más allá de cualquier forma de diversidad, equilibrio entre la vida privada y el trabajo, y representa un conjunto orgánico de acciones que promueven el cuidado y la expresión de la singularidad de cada persona, una cultura organizacional inclusiva e imparcial, y una mezcla consistente de habilidades, cualidades y experiencias que crean valor para las personas y el negocio.

Entre las iniciativas más importantes desarrolladas durante el 2021 se encuentran las acciones dedicadas a repercutir sistemáticamente en los diversos aspectos de la brecha de género y la inclusión de la discapacidad, los servicios específicos de escucha y apoyo que se ponen a disposición de las personas en el contexto de emergencias, los proyectos dedicados a las personas con vulnerabilidad, las iniciativas de sensibilización sobre temas LGBTQ+ y la diversidad cultural.
En los últimos años, la intensa sensibilización ha permitido difundir y fortalecer la cultura de la inclusión en todos los niveles y en el contexto organizativo mediante campañas de comunicación y eventos mundiales y locales específicos. En el 2021 se lanzaron dos campañas mundiales de sensibilización sobre prejuicios y acoso en el lugar de trabajo para todos los colegas.

El progreso de las políticas de D&I (diversidad e inclusión) se supervisa periódicamente mediante un proceso de elaboración de informes global y un conjunto articulado de KPI que miden todas las dimensiones de interés para fines internos y externos. En particular, en lo que respectan las cuestiones de género, se definen dos objetivos públicos: garantizar un equilibrio justo entre los dos sexos en las primeras etapas del proceso de selección y aumentar la representación de las mujeres en los puestos de gerente y director medio. En el 2021 la presencia de mujeres en el proceso de selección fue del 52,1%, con una tendencia creciente en comparación con el 2020 (44%): las mujeres gerentes representan el 23,6% (21,6% en el 2020) y las mujeres en puestos como director medio representan el 31,4% (30,4% en el 2020).
Teniendo esto en cuenta, se había previsto introducir un nuevo objetivo de rendimiento en el Plan de Incentivos a Largo Plazo para el 2021 con un peso del 5% del total representado por el "porcentaje de mujeres en los planes de sucesión gerencial" a finales del 2023.
Este es un objetivo para todos los directivos de Enel y/o sus filiales, incluyendo el Director General (también Consejero Delegado) de Enel, que ocupan cargos de interés estratégico para el Grupo. Por lo tanto, destaca el firme compromiso del Grupo Enel de garantizar la igualdad de representación de las mujeres también en los espacios que alimentan los

planes de sucesión gerencial y valora la creciente atención que se presta al tema de la "igualdad de género".

Dentro del proyecto "Value for disability", las acciones previstas en el plan de acción pertinente continúan con la emisión de una política global sobre la accesibilidad digital y numerosas iniciativas de sensibilización encaminadas a difundir un nuevo enfoque para la inclusión de colegas con discapacidad y promover su participación efectiva. En Italia también continúan los nuevos servicios dedicados a las personas con enfermedades crónicas y vulnerables.
Con el fin de realizar un seguimiento sobre la igualdad salarial, el aumento del porcentaje de mujeres gerentes en el 2021 de un 2% (de 21,6% a 23,6%) provocó una ligera disminución del *Equal Remuneration Ratio* (ERR), que pasó de un 83,3% a un 81,1%.
Además, continúan todas las acciones de valorización de las mujeres, no solo en los cargos principales, cuyos efectos serán plenamente apreciados a medio y largo plazo, considerando también la dinámica generacional.
En el cuadro que figura a continuación se muestra el compromiso de Enel con la diversidad y la inclusión, que ilustra la incidencia del personal con discapacidad, el número de mujeres gerentes y en puestos de director medio y la relación entre la remuneración básica media de las mujeres y los hombres.

Diversidad e inclusión

		2021	2020	2021-2020	
Incidencia del personal incapacitado o de una categoría protegida	%	**3,2**	**3,3**	**-0,1**	**-3,0%**
Mujeres en puestos de gerente y director medio	n.°	**4.163**	**3.825**	**338**	**8,8%**
Relación entre el sueldo básico y la remuneración					
Relación del sueldo básico entre mujeres/hombres:	%	**104,8**	**108,1**	**-3,3**	**-3,1%**
- gerente	%	84,6	86,7	-2,1	-2,4%
- director medio	%	94,2	96,5	-2,3	-2,4%
- oficinista	%	88,4	90,2	-1,8	-2,0%
- trabajador en fábrica	%	111,2	77,0	34,2	44,4%
Relación remuneración básica entre mujeres/hombres:	%	**105,1**	**108,3**	**-3,2**	**-3,0%**
- gerente	%	81,1	83,3	-2,2	-2,6%
- director medio	%	93,2	95,7	-2,5	-2,6%
- oficinista	%	88,4	90,3	-1,9	-2,1%
- trabajador en fábrica	%	112,0	77,8	34,2	44,0%

Salud y seguridad en el trabajo

Enel considera que la salud, la seguridad y la integridad psicofísica de las personas son el activo más valioso que hay que tutelar en todo momento de la vida, en el trabajo, en el hogar y en los momentos de ocio. Por eso, Enel se compromete a desarrollar y promover una cultura de seguridad sólida que garantice un entorno de trabajo saludable y la protección de todos los que trabajan con y para el Grupo. La protección de la salud y la seguridad propias y de las personas con las que uno interactúa es responsabilidad de todos los que trabajan en Enel. Por esta razón, como se establece en la Política de "Stop Work" del Grupo, se requiere que todos informen y detengan cualquier situación de riesgo o comportamiento inseguro de manera oportuna. El compromiso constante de cada uno, la integración de la seguridad en los procesos empresariales y la formación, la elaboración de informes y el análisis oportuno de todas las pruebas, incidentes, observaciones de seguridad, incumplimiento, controles, el rigor en la selección y gestión de las empresas contratantes, el intercambio cruzado de experiencias y mejores prácticas en el Grupo, así como la comparación con los principales actores internacionales son los elementos fundamentales de la cultura de la seguridad en Enel. Durante el 2021 se siguió desarrollando el enfoque de "Seguridad basada en datos" para establecer indicadores de seguridad de "prevención selectiva" que ayuden a identificar el país, la tecnología y el área con mayor riesgo de eventos fatales a fin de abordar las medidas de prevención y protección tanto al personal interno como al contratista.
En particular, el planteamiento del Grupo con respecto a los proveedores consiste en considerar a cada uno de ellos como un socio con el que compartir los principios fundamentales de seguridad y medio ambiente, como el objetivo de cero accidentes y la importancia de la Política de "Stop Work"; herramientas que permiten informar y detener de manera oportuna cualquier situación de riesgo en detrimento de las personas y del medio ambiente. En todas las fases, desde la calificación hasta la asignación del contrato, el Grupo ha adoptado instrumentos específicos para supervisar la gestión de los requisitos de seguridad, de la salud y el medio ambiente. El seguimiento a tiempo se asocia a un proceso continuo de inspecciones de campo y gestión de consecuencias, definido sobre la base del perfil de riesgos ambientales y de seguridad del proveedor, con miras a mejorar el rendimiento.

Además, durante el 2021 continuó el programa "Contractor Safety Partnership", que se basa en el intercambio de los valores fundamentales de seguridad de Enel. En particular, a través de las actividades de Apoyo a la Seguridad se proponen vías de mejora y se pone a disposición de los proveedores la experiencia interna para apoyar la formación del personal contratista, manteniendo en todo momento separadas las responsabilidades de la empresa contratante respecto a Enel. Enel se ha comprometido a aumentar su competencia en materia de seguridad y medio ambiente tanto en términos de conocimientos técnicos como de enfoque cultural con el fin de promover una nueva forma de trabajar, más segura para las personas y más sostenible para el medio ambiente. Con dicho fin, en el 2021 se reforzó el compromiso de la unidad SHE Factory en la producción, distribución y entrega de cursos y material de formación para el personal de Enel y los contratistas.

En el cuadro que figura a continuación se exponen los principales indicadores relativos a la seguridad en el trabajo.

		2021	2020	2021-2020	
Número de horas trabajadas	millones de horas	**423,362**	**403,333**	**20,028**	**5,0%**
Enel	millones de horas	123,421	125,264	(1,843)	-1,5%
Contratistas[1]	millones de horas	299,940	278,069	21,871	7,9%
Número total de accidentes de trabajo (ATR)	n.°	**1.212**	**1.308**	**(96)**	**-7,3%**
Enel	n.°	156	196	(40)	-20,4%
Contratistas	n.°	1.056	1.112	(56)	-5,0%
Índice de frecuencia de accidentes de trabajo (ATR)[2]	i	**2,863**	**3,243**	**(0,380)**	**-11,7%**
Enel	i	1,264	1,565	(0,301)	-19,2%
Contratistas	i	3,521	3,999	(0,478)	-12,0%
Número de accidentes mortales	n.°	**9**	**9**	**-**	**-**
Enel	n.°	3	1	2	-
Contratistas	n.°	6	8	(2)	-25,0%
Índice de frecuencia de accidentes mortales	i	**0,021**	**0,022**	**(0,001)**	**-3,4%**
Enel	i	0,024	0,008	0,016	-
Contratistas	i	0,020	0,029	(0,009)	-31,0%
Número de accidentes de "alta consecuencia"[3]	n.°	**4**	**-**	**4**	**-**
Enel	n.°	1	-	1	-
Contratistas	n.°	3	-	3	-
Índice de frecuencia de accidentes de "alta consecuencia"	i	**0,009**	**-**	**0,009**	**-**
Enel	i	0,008	-	0,008	-
Contratistas	i	0,010	-	0,010	-

(1) Los datos del 2020 tienen en cuenta una determinación más precisa.
(2) Este índice se calcula comparando el número de accidentes (todos los accidentes, incluso aquellos con 3 o menos días de ausencia) con las horas trabajadas/1.000.000.
(3) Se tienen en consideración los accidentes que han causado consecuencias para la salud que cambian la vida de una persona para siempre (por ejemplo, amputaciones de extremidades, parálisis, daño neurológico, etc.).

En el 2021, el número total de accidentes (ATR) disminuyó un 7,3% en comparación con el 2020. Esta disminución se observa tanto en el personal de Enel (-20,4%) como en el personal de los contratistas (-5,0%).
En el 2021 se registró lo siguiente:

- 9 muertes, de las cuales 3 empleados del Grupo Enel (2 en Italia y 1 en Brasil) y 6 muertes con contratistas (2 en Brasil, 2 en Chile, 1 en Italia y 1 en España);
- 4 accidentes de "alta consecuencia" (LCA), de los cuales 1 a un empleado de Enel en Brasil y 3 de contratistas (1 Brasil, 1 Colombia y 1 España).

Las causas de estos accidentes se asocian principalmente a accidentes eléctricos (7), mecánicos (5) y químicos (1).
El Grupo Enel ha definido un Sistema Estructurado de Gestión de la Salud basado en medidas preventivas para desarrollar una cultura corporativa orientada a la promoción de la salud psicofísica y el bienestar organizacional y al equilibrio entre la vida personal y la profesional. Teniendo esto en cuenta, el Grupo lleva a cabo campañas de sensibilización a nivel mundial y local para promover estilos de vida saludables, patrocina programas de detección para prevenir la aparición de enfermedades y garantiza la prestación de servicios médicos.
El Grupo Enel lleva a cabo un proceso sistemático y continuo de identificación y evaluación del trabajo relacionado con los riesgos de estrés, de conformidad con la política "Stress at Work Prevention and Wellbeing at Work Promotion", para la prevención, detección y gestión del estrés en situaciones de trabajo y también proporciona una serie de indicaciones para

promover la cultura del bienestar de la organización.
En el 2021, el Grupo Enel se centró en reforzar las medidas y programas funcionales para los temas de bienestar que son cada vez más necesarios para garantizar el bienestar de sus trabajadores en el contexto de una pandemia, pero mirando hacia el futuro y nuevas formas de trabajo.

En el seno del Grupo también se realiza un seguimiento constante de los avances epidemiológicos y sanitarios con el objetivo de aplicar medidas preventivas y de protección de la salud de los empleados y de los que trabajan para el Grupo, tanto a nivel local como global. Desde el comienzo de la emergencia de COVID-19 en febrero del 2020, Enel ha estado trabajando para proteger la salud de todos los trabajadores y asegurar la continuidad del suministro de electricidad a las comunidades en las que opera, principalmente mediante el establecimiento de grupos de trabajo específicos a nivel mundial y por país y, posteriormente, dotando a la organización de una unidad responsable del control de este proceso. El propósito de esta unidad, llamada Pandemic Emergency Management, es asegurar el control de las situaciones de emergencia, la definición de la estrategia y las políticas globales y su adopción en la realidad del Grupo, así como dirigir, integrar y monitorear todas las acciones de prevención, protección, tutela e intervención para proteger la salud de los propios empleados y contratistas, incluso en relación con factores de riesgo para la salud exógenos no estrechamente relacionados con el trabajo.

Relaciones responsables con las comunidades

Establecer relaciones sólidas y duraderas con las comunidades locales de los países en los que opera Enel es un pilar fundamental de la estrategia del Grupo. Esto, junto con la constante atención a los factores sociales y ambientales, ha permitido a Enel implementar, por un lado, un nuevo modelo de desarrollo justo que no deje a nadie detrás y, por otro lado, crear valor compartido a largo plazo para todas las partes interesadas.
Un modelo dirigido hacia toda la cadena de valor: desde el análisis proactivo de las necesidades de las comunidades incluso en la fase de desarrollo de nuevos negocios, hasta la creación de obras y plantas sostenibles, hasta la gestión de activos y plantas como plataformas de desarrollo de los territorios en los que se encuentran. Hay una evolución adicional formada por la extensión de este enfoque también en el diseño, el desarrollo y el suministro de servicios y productos energéticos, así como en la innovación de procesos aprovechando las nuevas tecnologías y ayudando a construir comunidades cada vez más circulares, inclusivas y sostenibles.
En consonancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), Enel contribuye al progreso sostenible de los territorios. Un compromiso plenamente integrado en nuestros objetivos y valores empresariales, desde la ampliación de las infraestructuras hasta los programas de formación profesional, hasta los proyectos destinados a apoyar las actividades culturales y económicas. Las iniciativas específicas se han dirigido a promover el acceso a la energía y a la electrificación rural y suburbana, abordar la pobreza energética y promover la inclusión social de los grupos más débiles de la población, incluyendo el uso de nuevas tecnologías y enfoques de economía circular, adoptar una estrategia que incorpore completamente la sostenibilidad en el propio modelo de negocio y actividades. Se han desarrollado varias iniciativas a nivel mundial para la protección de la biodiversidad en consonancia con la estrategia de descarbonización del Grupo.

En particular, hay dos grandes desafíos: la transición energética sostenible y equitativa y la recuperación posterior a la pandemia.
La transición energética es un importante acelerador para el crecimiento y la modernización de la industria gracias a su potencial en términos de desarrollo económico, bienestar, calidad de vida e igualdad. Para aprovechar estas oportunidades se necesitan políticas con visión de futuro que garanticen una transición justa e inclusiva y que tengan en cuenta, en particular, las necesidades de los grupos sociales más expuestos al cambio. Enel está convencido de que para generar un beneficio duradero es necesario compartir el valor con todo el contexto en el que opera.
A medida que continuó el brote de la pandemia de COVID-19, continuaron los esfuerzos para apoyar a las comunidades, activando iniciativas específicas sobre recuperación socioeconómica mediante el desarrollo de mercados locales, facilitando el acceso al crédito y promoviendo modelos empresariales inclusivos para apoyar a los sectores más débiles de la población prestando especial atención a las personas en condiciones vulnerables, tanto desde el punto de vista físico, como social y económico. Muchos proyectos también se centran en la digitalización para apoyar la conectividad en las áreas rurales, la alfabetización informática, alentar la participación de las mujeres en temas STEM (ciencia, tecnología, ingeniería y matemáticas), plataformas de comercio electrónico y soluciones en línea o fuera de línea que tienen un impacto positivo en las economías locales.
En el 2021 se llevaron a cabo más de 2.400 proyectos de sostenibilidad, con más de 7,5 millones de beneficiarios en los diversos países en los que está presente Enel. En particular, los proyectos de acceso a la energía económica, fiable, sos-

tenible y moderna (ODS 7) han afectado hasta la fecha a 13,2 millones de personas[19], los proyectos de desarrollo económico y social de las comunidades (ODS 8) han alcanzado a 3,7 millones de beneficiarios[20], mientras que las iniciativas para promover una educación de calidad (ODS 4) han llegado a 3 millones de personas[21].

Con el fin de identificar las mejores ideas para cada territorio, se prevé una vía basada en compartir con las comunidades locales y escuchar a las partes interesadas, lo que lleva a la identificación de intervenciones eficaces para responder a las necesidades locales en sinergia con los objetivos de la empresa.

Las ideas que surgen de la participación de los interesados y el diálogo constante con las comunidades son la base para la construcción de asociaciones a largo plazo en las que participen organizaciones no gubernamentales y start-ups, empresas e instituciones arraigadas en el territorio. Un enfoque que lleva a la creación de una amplia gama de proyectos en diferentes campos, también gracias a la activación de ecosistemas virtuosos como la plataforma Open Innovability®, que se basa en la apertura y el intercambio, facilitando y promoviendo la identificación de ideas innovadoras y soluciones sociales. En el 2021 hubo más de 580 asociaciones activas a nivel internacional, gracias también a varias herramientas como las plataformas de *crowdsourcing* (openinnovability.com) y la red de Innovation Hub.

Una cadena de suministro sostenible

El rendimiento de los proveedores, además de garantizar las normas de calidad necesarias, debe ir acompañado del compromiso de adoptar las mejores prácticas en materia de derechos humanos y condiciones de trabajo, salud y seguridad en el trabajo, responsabilidad medioambiental y ética. En Enel, los procedimientos de adquisición tienen por objeto garantizar la calidad del desempeño con el máximo respeto por los principios de economía, eficacia, puntualidad y corrección y transparencia. El proceso de compra desempeña un papel central en la creación de valor en sus diversas formas (seguridad, ahorro, tiempo, calidad, resultados, ingresos, flexibilidad) gracias a una interacción e integración cada vez mayores con el mundo exterior y con las diferentes partes de la organización de la empresa. El total de proveedores cualificados con un contrato aún activo a finales de 2021 equivale a unos 6.900.

La gestión de los proveedores se divide en tres fases fundamentales, necesarias también para integrar los aspectos medioambientales, sociales y de gobernanza en las evaluaciones: el sistema de cualificación, la definición de las condiciones generales del contrato y el sistema de *Supplier Performance Management* (SPM). El sistema global de cualificación de proveedores de Enel (al 31 de diciembre de 2021, unas 14.000 cualificaciones activas) permite una evaluación precisa de las empresas que desean participar en los procedimientos de contratación mediante el análisis de los requisitos técnicos, económico-financieros, legales, medioambientales, sanitarios y de seguridad, de los derechos humanos y éticos y de honor, lo que supone una garantía para la empresa. Con respecto al proceso de licitación y contratación, Enel continuó su compromiso de introducir aspectos de sostenibilidad en los procesos de licitación, no solo mediante la aplicación de "K de sostenibilidad" específicas y gratificantes, sino también mediante el uso de requisitos de sostenibilidad vinculantes que tengan en cuenta factores medioambientales, sociales y de seguridad de los proveedores. Para facilitar la aplicación y el seguimiento de estos requisitos, durante el 2021 se implementó en el portal de compras de WeBUY la primera versión de la biblioteca de requisitos de sostenibilidad, una lista codificada de acciones de sostenibilidad que los compradores pueden aplicar como requisitos vinculantes en la fase de licitación. También se publicaron a principios del 2021 todas las normas (*Product Category Rules*) necesarias para obtener la "Declaración de productos ambientales" (EPD, por sus siglas en inglés), una certificación destinada a cuantificar, certificar y comunicar los impactos generados a lo largo del ciclo de vida del suministro (en términos de emisiones de CO_2, consumo de agua, impacto sobre el suelo, materiales reciclados, etc.). Este proceso nos permite obtener un punto de referencia del sector y definir vías de mejora con los proveedores implicados, más de 200 de las 13 categorías estratégicas de productos que cubren alrededor del 50% del gasto anual del Grupo en suministros. En todos los contratos de obras, servicios y suministros en materia de sostenibilidad se establecen también cláusulas contractuales específicas, incluidos el respeto y la protección de los derechos humanos y el respeto de las obligaciones éticas y sociales. El sistema SPM tiene por objetivo supervisar el desempeño de los proveedores en términos de calidad, puntualidad y sostenibilidad en la ejecución del contrato.

Además, han continuado los esfuerzos por integrar cada vez más las cuestiones medioambientales, sociales y de gober-

(19) Datos acumulados del 2015 al 2021 sobre el número total de beneficiarios alcanzado del ODS 7 hasta la fecha.
(20) Datos acumulados del 2015 al 2021 sobre el número total de beneficiarios alcanzado del ODS 8 hasta la fecha.
(21) Datos acumulados del 2015 al 2021 sobre el número total de beneficiarios alcanzado del ODS 4 hasta la fecha.

nanza en la estrategia de la cadena de suministro, creando un valor compartido con los proveedores. Estas incluyen reuniones e iniciativas de información para contratistas sobre sostenibilidad, con referencia específica a la protección de la salud y la seguridad.

La economía circular

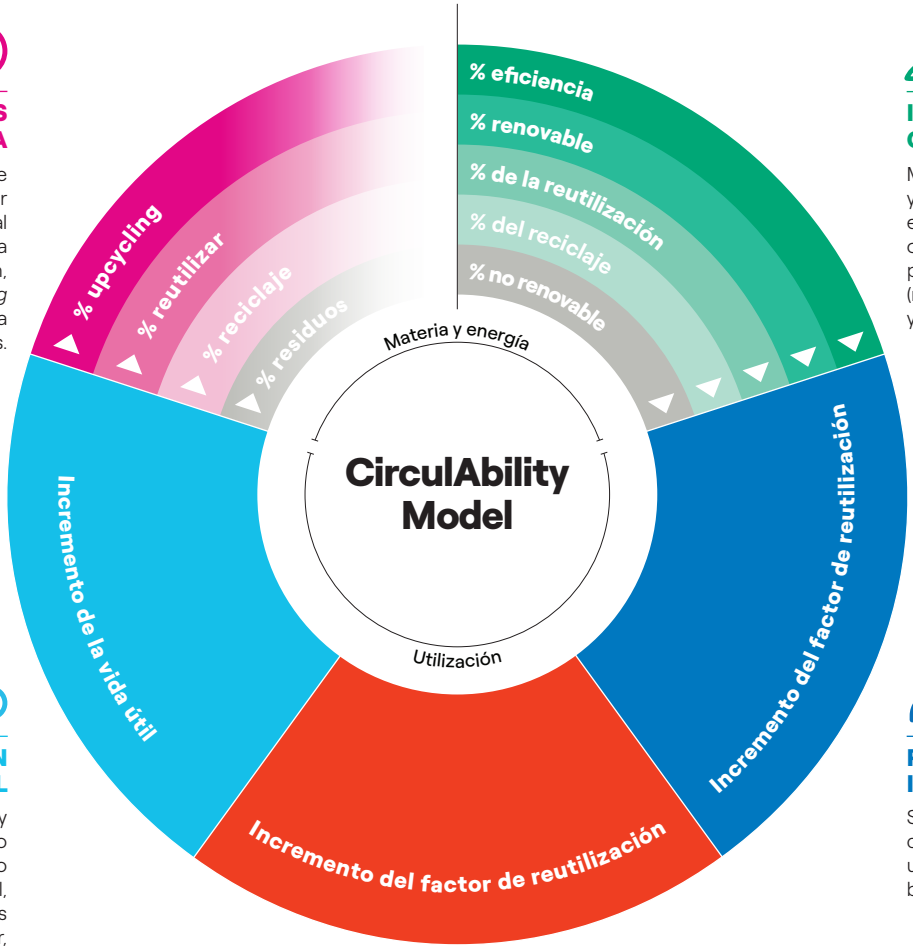
Para Enel, la economía circular representa un motor estratégico para repensar el modelo de desarrollo actual, combinando innovación, competitividad y sostenibilidad para hacer frente a los grandes desafíos ambientales y sociales de hoy en día.
La visión del Grupo se basa en cinco pilares, que actúan a través de tres palancas principales: el diseño (es decir, el diseño en la fase de creación, los materiales utilizados), los métodos de uso (es decir, la extensión de la vida útil, el compartir, el producto como servicio) y el cierre de los ciclos (es decir, la reutilización, la refabricación y el reciclaje).

NUEVOS CICLOS DE VIDA

Cada solución tiene como finalidad preservar el valor de un bien al final de un ciclo de vida gracias a la reutilización, regeneración, *upcycling* o reciclaje, en sinergia con otros pilares.

INSUMOS CIRCULARES

Modelo de producción y utilización basado en insumos renovables o de ciclos de vida precedentes (reutilización y reciclaje).



EXTENSIÓN DE LA VIDA ÚTIL

Enfoque de diseño y gestión de un activo o un producto destinado a prolongar su vida útil, por ejemplo a través de diseño modular, facilitar la reparabilidad, mantenimiento predictivo.

PLATAFORMAS DE INTERCAMBIO

Sistemas de gestión común entre varios usuarios de productos, bienes o competencias.

PRODUCTO COMO SERVICIO

Modelo de negocio en el que el cliente adquiere un servicio por un tiempo limitado, mientras la empresa mantiene la propiedad del producto, maximizando la utilización y la vida útil.

Para que el resultado sea verdaderamente transformador, el enfoque circular debe abarcar inevitablemente toda la cadena de valor. Por esta razón, se ha implementado en todas las actividades del Grupo, actuando tanto a través de las Líneas de Negocio, en lo que se refiere a tecnologías y modelos de negocio, como a través de los países, en lo que se refiere a

sinergias intersectoriales, colaboraciones y ecosistema.
Desde el 2018 se ha puesto en marcha un proyecto global con proveedores para medir la circularidad de lo que compramos, recompensar a los más virtuosos y coinnovar para repensar juntos los activos y los productos. Las áreas de generación y distribución a través de la innovación están reconsiderando la cadena de valor de los nuevos activos instalados, tales como medidores inteligentes, fotovoltaicos y eólicos en una perspectiva circular, y valorando los activos en operación. La División Global Energy and Commodity Management apoya esta transición al extender su experiencia a nuevas materias primas y segundas materias primas. Enel X se propone como un acelerador de la circularidad de sus clientes, tanto midiendo como mejorando continuamente sus productos y servicios, y proporcionando servicios reales de medición y asesoría a los clientes para aumentar su circularidad.

Desde el comienzo de la adopción de un enfoque circular, Enel ha centrado su atención en la medición de los beneficios ambientales y económicos de la circularidad sabiendo que un modelo que supera e idealmente elimina el consumo de recursos no renovables debe ser mensurable para ser no solo sostenible, sino también económicamente competitivo. Desde el 2020, en el contexto del Día de los Mercados de Capitales, por ejemplo, el Grupo ha introducido un indicador de circularidad asociado con la flota de generación eléctrica que integra los indicadores existentes sobre emisiones directas. En particular, este indicador adicional toma en cuenta la evolución a lo largo de los años del consumo de materiales de vida completa por MWh generados, midiendo el consumo de materiales a lo largo del ciclo de vida: desde la producción hasta la instalación y el desmantelamiento de activos de producción.

Un modelo de negocio basado en la circularidad requiere la máxima colaboración entre todos los actores clave, por eso, Enel considera esencial abrir líneas de comunicación y colaboración con quienes comparten esta visión, implicando cadenas de suministro y promoviendo iniciativas comunes (incluida la formación) para salvaguardar los recursos naturales y aumentar la competitividad de un país.

Por último, en la creencia de que la transición a una economía circular generará muchos beneficios económicos, sociales y ambientales, creemos que la financiación del Grupo puede desempeñar un papel clave en la aceleración de esta transición al proporcionar asistencia financiera a empresas y a proyectos que implementen modelos de negocios circulares que apoyen el desarrollo de las nuevas tecnologías innovadoras necesarias para permitir el funcionamiento de nuevos modelos de negocios circulares.

Hechos importantes del 2021

Enel cierra el grupo I de la central de carbón Bocamina tres años antes de la fecha prevista en el Plan Nacional de Descarbonización de Chile

El 4 de enero del 2021, el Grupo Enel se desconectó de la red eléctrica y cesó las actividades del grupo I de la central de carbón Bocamina en el municipio de Coronel, Chile. El grupo I de 128 MW se desconectó de la red tres años antes de la fecha indicada en el Plan Nacional de Descarbonización de Chile. Dicho objetivo, que se suma al cierre de la central de carbón Tarapacá el 31 de diciembre del 2019 y al cierre de la última planta de carbón Enel en Chile, el grupo II de Bocamina, prevista para mayo del 2022, marca nuevos avances en la descarbonización de la mezcla de generación de Enel en Chile.

Moody's mejora la calificación a largo plazo de Enel en "Baa1"

El 15 de enero del 2021, Moody's Investors Service (Moody's) anunció que había mejorado la calificación de la deuda a largo plazo de Enel SpA a "Baa1" con respecto a su anterior "Baa2". Entre los principales elementos que llevaron a la actualización, Moody's identificó lo siguiente:

- baja volatilidad de los beneficios sostenida por las grandes dimensiones y la diversificación geográfica;
- estabilidad de los beneficios garantizados por el negocio regulado de las redes y la generación contratada, que representan el 80% del EBITDA del Grupo;
- solidez financiera, con un fondo de operaciones (FFO)/índice de deuda neta superior al 20%.

Enel emite préstamos de bonos híbridos

El 25 de febrero del 2021, el Consejo de Administración de Enel SpA autorizó la emisión de parte de Enel, a más tardar el 31 de diciembre del 2021, de uno o más préstamos de bonos no convertibles subordinados híbridos, incluso de carácter perpetuo, por un importe máximo igual al equivalente de 3.000 millones de euros, para ser colocado exclusivamente con inversores institucionales, europeos y no europeos, también a través de la colocación privada. Posteriormente, el 4 de marzo del 2021, con el fin de aplicar dicha decisión, Enel emitió un nuevo préstamo de bonos híbridos perpetuos de 2.250 millones de euros.

Enel suscribe la línea de crédito renovable más grande "vinculada a la sostenibilidad"

El 5 de marzo del 2021, Enel y su filial Enel Finance International NV (EFI) firmaron la línea de crédito renovable "vinculada a la sostenibilidad" más grande por un total de 10.000 millones de euros y un plazo de cinco años. La línea de crédito, que se utilizará para satisfacer las necesidades financieras del Grupo, está vinculada al indicador clave de rendimiento relativo a las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1 equivalente a emisiones de CO_2 de la producción de electricidad y calor) al contribuir al Objetivo de Desarrollo Sostenible (Sustainable Development Goal - SDG) de las Naciones Unidas ODS 13 "Acción por el clima" y en línea con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo, respecto al cual Vigeo Eiris ha emitido una opinión de segunda parte. La línea de crédito sustituye a la anterior línea de crédito renovable de 10.000 millones de euros firmada por Enel y EFI en diciembre del 2017. La nueva línea de crédito tiene un coste total más bajo que la línea anterior.

Oferta pública de adquisición voluntaria parcial para acciones y las *American Depositary Shares* de Enel Américas SA

Como parte de la operación de reorganización corporativa para integrar los activos renovables no convencionales del Grupo Enel en América Central y del Sur (excluyendo Chile) en la filial chilena cotizada Enel Américas SA, el 15 de marzo del 2021, Enel SpA, como se anunció en el mercado, lanzó una oferta pública de adquisición voluntaria parcial sobre las acciones ordinarias (acciones) y las *American Depositary Shares* (ADS) de Enel Américas, hasta un máximo de 7.608.631.104 acciones (incluidas las acciones representadas por ADS), equivalente al 10% del capital social en dicha fecha de la misma empresa. En particular, la oferta pública de adquisición se ha dividido en una oferta pública voluntaria en Estados Unidos y una oferta pública voluntaria en Chile. El período de la oferta comenzó el 15 de marzo y terminó el 13 de abril del 2021. La oferta pública de adquisición estaba condicionada a la fusión efectiva mediante la incorporación de EGP Américas SpA en Enel Américas SA, que tuvo lugar el 1 de abril del 2021. El importe total máximo de aproximadamente 1.065.200 millones de pesos chilenos (equivalente a aproximadamente 1.300 millones de euros – calculado al tipo de cambio del 15 de abril del 2021 de 847,87 pesos chilenos por 1 euro) se financió mediante flujos de efectivo corrientes y por la

capacidad de endeudamiento existente. Tras la finalización de la oferta pública de adquisición parcial voluntaria y el perfeccionamiento de la fusión de EGP Américas, Enel posee aproximadamente el 82,3% del capital social actualmente en circulación de Enel Américas.

Venta del 50% del capital social de Open Fiber

El 30 de abril del 2021, el Consejo de Administración de Enel SpA decidió iniciar los procedimientos para la venta del 10% del capital social de Open Fiber SpA a CDP Equity SpA (CDPE), sujeto a la finalización simultánea de la venta, revisada y evaluada favorablemente por el Consejo de Administración de Enel en la reunión del 17 de diciembre del 2020; del 40% del capital social de Open Fiber de Enel a Macquarie Asset Management y del pago a Open Fiber, de conformidad con los compromisos de los socios ya previstos en el actual Plan Industrial pertinente, de una aportación de capital de hasta 194 millones de euros, de los cuales 97 millones de euros son atribuibles a Enel.
Los contratos para la venta de toda la participación del 50% en Open Fiber, de los cuales el 40% a Macquarie Asset Management y el 10% a CDPE se concluyeron el 5 de agosto del 2021. En particular, el contrato relativo de la venta a Macquarie Asset Management del 40% del capital social de Open Fiber preveía un importe de 2.120 millones de euros, incluida la transferencia del 80% de la parte de Enel del "préstamo de accionistas" concedido a Open Fiber, incluidos los intereses devengados. El contrato para la venta a CDPE del 10% del capital social de Open Fiber preveía un importe de 530 millones de euros, incluida la transferencia a CDPE del 20% de la parte de Enel del "préstamo de accionistas" concedido a Open Fiber, incluidos los intereses devengados. En los contratos mencionados se preveía también el reconocimiento de los "earn-out" de Enel vinculados a acontecimientos futuros e inciertos, descritos en los comunicados de prensa del 17 de diciembre del 2020 y del 30 de abril del 2021.
El 3 de diciembre del 2021, Enel SpA finalizó la venta de toda su participación en Open Fiber SpA, equivalente al 50% de su capital social, a favor de Macquarie Asset Management y CDPE, tras la verificación de todas las condiciones establecidas en los contratos celebrados con ellos, de los cuales el 40% a Macquarie Asset Management por un total de aproximadamente 2.199 millones de euros, y el 10% a CDP Equity por un total de aproximadamente 534 millones de euros.
Por lo tanto, el importe total cobrado por Enel ascendió a aproximadamente 2.733 millones de euros, lo que dio lugar a una ganancia a nivel del Grupo de aproximadamente 1.763 millones de euros.

Enel actualiza su programa de emisión de US Commercial Paper en el marco del ODS 13, el primero de su tipo en Estados Unidos

El 11 de mayo del 2021, Enel, a través de su filial estadounidense Enel Finance America LLC, renovó su programa de emisión de papeles comerciales de 3.000 millones de dólares establecido en el 2019, elevando el importe a 5.000 millones de dólares y vinculándolo con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 13 de las Naciones Unidas "Acción por el clima". De acuerdo con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" de Enel, el programa refleja los objetivos del Grupo Enel para el 2023 y el 2030 de reducir las emisiones directas de gases de efecto invernadero. El programa forma parte de la estrategia de financiación sostenible de Enel, en consonancia con el objetivo de lograr una parte de las fuentes de financiación sostenibles —sobre la deuda bruta total del Grupo— del 48% en el 2023 y superior al 70% en el 2030.

Enel coloca con éxito un "Sustainability-Linked Bond" de 3.250 millones de euros en tres tramos en el mercado de eurobonos, al mismo tiempo que lanza una oferta de licitación para bonos convencionales

El 8 de junio del 2021, Enel Finance International NV (EFI) colocó en el mercado de eurobonos un bono "Sustainability-Linked Bond" de 3.250 millones de euros en tres tramos vinculado al logro del objetivo de sostenibilidad de Enel para la reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), contribuir al Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 de las Naciones Unidas ("Acción por el clima") y en consonancia con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo. Al mismo tiempo, EFI lanzó una oferta pública voluntaria no vinculante para la recompra de cuatro conjuntos de bonos convencionales en circulación, que terminó el 15 de junio del 2021. Por lo tanto, la empresa volverá a comprar los bonos convencionales en euros por un importe nominal total de 1.069.426.000 de euros. El éxito de la operación acelerará el logro de los objetivos del Grupo relacionados con la relación entre las fuentes de financiación sostenible y la deuda bruta total del Grupo.

Enel Green Power pone en marcha el parque eólico más grande de Sudamérica, Lagoa dos Ventos, en Brasil

El 10 de junio del 2021, la filial brasileña para energías renovables del Grupo Enel, Enel Green Power Brasil Participações Ltda, puso en marcha el parque eólico Lagoa dos Ventos de 716 MW, la mayor planta de energía eólica que opera actual-

mente en Sudamérica y la mayor de Enel Green Power de este tipo en todo el mundo. La construcción de la planta requirió una inversión de aproximadamente 3.000 millones de reales brasileños, equivalente a casi 620 millones de euros. Enel también está invirtiendo aproximadamente 360 millones de euros en la construcción de un proyecto eólico de 396 MW, que llevará la capacidad total de Lagoa dos Ventos a unos 1,1 GW.

Adquisición de acciones propias para el Plan de Incentivos a Largo Plazo del 2021 y conclusión del programa de *buyback*

El 17 de junio del 2021, el Consejo de Administración de Enel SpA, en aplicación de la autorización concedida por la Junta General de Accionistas el 20 de mayo del 2021, aprobó el lanzamiento de un programa de adquisición de acciones propias por un número de acciones igual a 1,62 millones (el Programa), equivalente aproximadamente a un 0,016% del capital social de Enel. El Programa se introdujo al servicio del Plan de Incentivos a Largo Plazo para el 2021 destinado a la gestión de Enel y/o sus filiales en virtud del artículo 2359 del Código Civil (Plan ILP 2021), también aprobado por la Asamblea el 20 de mayo del 2021. Para ejecutar el Programa, la Compañía ha designado un intermediario cualificado y, en línea con el compromiso de Enel con un modelo de desarrollo sostenible, el precio de compra de las acciones del intermediario se vinculó con el logro del objetivo de rendimiento de Plan ILP 2021, representado por las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI Alcance 1) por kWh equivalente producido por el Grupo Enel en el 2023.
En el ámbito del Programa, se han adquirido un total de 1.620.000 acciones Enel (equivalente al 0,015934% del capital social), a un precio medio ponderado por un volumen de 7,8737 euros por acción y por un valor total de 12.755.458,734 euros. Teniendo en cuenta las acciones que ya están en la cartera, Enel poseía un total de 4.889.152 acciones propias al 30 de septiembre del 2021, equivalente al 0,048090% del capital social.

Con el BEI, el primer acuerdo de financiación "sustainability-linked" de 600 millones de euros para e-distribuzione

El 1 de julio del 2021, e-distribuzione, empresa del Grupo Enel, y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) firmaron el primer tramo de 300 millones de euros de una financiación "vinculada a la sostenibilidad" por un total de 600 millones de euros. Se trata del primer contrato de financiación del BEI relacionado con la sostenibilidad, relativo al logro por parte de Enel del objetivo de reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), en consonancia con el Objetivo de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (ODS) 13 ("Acción por el clima") y bajo el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo.

Procedimientos penales activados contra e-distribuzione en relación con un accidente – Italia

El 1 de julio del 2021, e-distribuzione SpA recibió la notificación de un procedimiento a cargo de algunos de sus empleados y gerentes, y de la misma e-distribuzione SpA en virtud del Decreto Legislativo italiano n.° 231/2001, iniciado por la Fiscalía de la República de Taranto, tras el accidente ocurrido la noche entre el 27 al 28 de junio del 2021 a un empleado de un contratista. El procedimiento se encuentra en una fase completamente inicial y la identificación de los acusados es provisional y responde, en la fase de las investigaciones, a la necesidad de permitir la participación en la evaluación técnica no repetible organizada por el Ministerio Público.
El informe del asesor técnico del Ministerio Público, de fecha 15 de diciembre del 2021, fue presentado y adquirido en el expediente del MP.

Enel coloca un "Sustainability-Linked Bond" de 4.000 millones de dólares en varios tramos en los mercados estadounidenses e internacionales, acelerando aún más el logro de sus objetivos financieros sostenibles

El 8 de julio del 2021, Enel Finance International NV (EFI) colocó un "Sustainability-Linked Bond" de 4.000 millones de dólares estadounidenses en varios tramos vinculado al logro del objetivo de sostenibilidad de Enel para la reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), contribuir al Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 de las Naciones Unidas ("Acción por el clima") y en consonancia con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo. El objetivo de la emisión era volver a comprar, el 20 de julio de 2021, cuatro bonos EFI convencionales con una cantidad nominal total de 6.000 millones de dólares estadounidenses. La operación forma parte de la estrategia del Grupo Enel para acelerar aún más el logro de los objetivos vinculados a la relación entre las fuentes sostenibles de financiación y la deuda bruta total del Grupo.

Acuerdo entre Enel y ERG para la adquisición de 527 MW de centrales hidroeléctricas

El 2 de agosto del 2021, la filial Enel Produzione SpA firmó el acuerdo de adquisición del capital social total de ERG Hydro Srl (filial controlada al 100% por ERG SpA), que posee una cartera de centrales hidroeléctricas por 527 MW de capacidad instalada, por un importe de 1.039 millones de euros, por un valor empresarial de 1.000 millones de euros.
El 3 de enero del 2022, Enel Produzione SpA completó la adquisición de todo el capital social de ERG Hydro Srl de ERG Power Generation SpA.

Enel Produzione ha reconocido un importe de aproximadamente 1.039 millones de euros, al que se añadió un primer ajuste de precios de aproximadamente 226 millones de euros para la valorización del *mark to market* de algunos de los derivados de la cobertura de ERG Power Generation relativos a parte de la energía producida en el futuro por las centrales de ERG Hydro. El acuerdo de compra también prevé un nuevo ajuste del importe en los meses siguientes, que se realizará principalmente sobre la base de la variación en el capital circulante neto y la posición financiera neta de ERG Hydro y el nivel real de las reservas de agua en algunas de las cuencas incluidas en el perímetro. Las plantas de ERG Hydro, situadas entre Umbría, Lacio y Las Marcas, en Italia, tienen una capacidad instalada de 527 MW y una producción media anual de unos 1,5 TWh.

Enel coloca un "Sustainability-Linked Bond" de 3.500 millones de euros en tres tramos en el mercado de eurobonos, al mismo tiempo que lanza una oferta de licitación para bonos convencionales en dólares estadounidenses

El 21 de septiembre del 2021, Enel Finance International NV (EFI) colocó en el mercado de eurobonos un bono "Sustainability-Linked Bond" de 3.500 millones de euros en tres tramos vinculado al logro del objetivo de sostenibilidad de Enel para la reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), contribuir al Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 de las Naciones Unidas ("Acción por el clima") y en consonancia con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo. Al mismo tiempo, EFI lanzó una oferta pública voluntaria no vinculante para la recompra parcial de tres conjuntos de bonos convencionales en circulación, que terminó el 4 de octubre del 2021, por un monto total de aproximadamente 1.470 millones de dólares estadounidenses, acelerando así el logro de los objetivos del Grupo vinculados a la relación entre las fuentes de financiación sostenible y la deuda bruta total del propio Grupo.
El 5 de octubre del 2021, tras los resultados de la *Early Expiry Date* de la oferta de licitación lanzada el 21 de septiembre, Enel Finance International NV recompró y canceló los bonos convencionales por un total de 1.470 millones de dólares estadounidenses.

Enel presenta Gridspertise, la empresa dedicada a la transformación digital de las redes eléctricas

El 23 de septiembre del 2021 se presentó Gridspertise, subsidiaria totalmente controlada por Enel a través de su filial Enel Global Infrastructure and Networks. La empresa aprovechará la experiencia de Enel para realizar pruebas y evaluaciones e implementar a gran escala las mejores tecnologías para la gestión inteligente de redes eléctricas en todo el mundo con el fin de proporcionar soluciones probadas a los gestores de sistemas de distribución (DSO).

Procedimientos de sanciones iniciados por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias – España

El 6 de octubre del 2021, la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias notificó a Edistribución Redes Digitales SLU (EDRD) tres resoluciones para iniciar procedimientos disciplinarios (ES.AE.LP 006/2019ES, AE.LP 007/2019ES y AE.LP 008/2019), respectivamente, por supuestas infracciones que consisten en la denegación o alteración injustificada del permiso de conexión a un punto de la red y en el incumplimiento de las obligaciones de mantenimiento y el buen funcionamiento de un servicio de contacto para reclamaciones y accidentes. El 29 de octubre del 2021, EDRD presentó declaraciones escritas para cada caso. El importe de las sanciones que podrían imponerse en los tres procedimientos es de 11 millones de euros, 18 millones de euros y 28 millones de euros, respectivamente.
El 24 de enero del 2022, la Dirección General de Energía notificó a EDRD una nueva resolución, de 18 de noviembre del 2021, con lo que se inició un procedimiento disciplinario adicional por la presunta comisión de cinco infracciones clasificadas como continuas y graves y dos infracciones clasificadas como muy graves y no continuadas, lo que indica la posibilidad de aplicar una sanción de hasta 94 millones de euros. Las infracciones que se han impugnado se refieren de nuevo a solicitudes de acceso y conexión a la red, a la ejecución de la conexión, al procesamiento de las solicitudes de los clientes, a la información proporcionada, a los sistemas implementados y a los retrasos en la ejecución.
En la actualidad no se ha impuesto ninguna sanción.

Operación de solicitud de consentimiento dirigida a los titulares de un bono híbrido

El 28 de octubre del 2021, Enel SpA lanzó una operación de solicitud de consentimiento dirigida a los titulares de un bono híbrido subordinado no convertible emitido por la Sociedad de 900 millones de euros, cuyo objetivo es alinear los términos y las condiciones con los de los préstamos de bonos no convertibles subordinados híbridos perpetuos lanzados por la propia Enel en el 2020 y el 2021.
El 9 de diciembre del 2021, la Junta de los titulares del bono aprobó propuestas para modificar los términos y las condiciones del bono. En particular, las enmiendas aprobadas proporcionaron, entre otras cosas, lo siguiente:

- el bono, emitido originalmente con un vencimiento fijo y a largo plazo, será exigible y pagadero y, por lo tanto,

deberá ser reembolsado por la Compañía solo en caso de disolución o liquidación de la misma;
- cualquier evento de incumplimiento, anteriormente previstos en el reglamento y en los documentos adicionales que rigen el bono, se eliminan.

Funac y el beneficio fiscal ICMS – Brasil

El 5 de febrero del 2019 se promulgó la Ley n.° 20416, mediante la cual el estado de Goiás redujo el período de funcionamiento del fondo Funac del 27 de enero del 2015 al 24 de abril del 2012 (establecido en virtud de la Ley n.° 17555, de 20 de enero de 2012), y del sistema de prestaciones fiscales (establecido en virtud de la Ley n.° 19473, de 3 de noviembre de 2016) que permite que Celg Distribuição SA (Celg-D) pueda obtener el reembolso del pago de determinados importes mediante compensación fiscal con el pago del ICMS – *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (impuesto sobre la circulación de bienes y servicios).
El 25 de febrero del 2019, Celg-D apeló contra la Ley n.° 20416 ante el Tribunal del Estado de Goiás mediante una solicitud ("writ of mandamus") con una solicitud simultánea de suspensión cautelar que fue rechazada de manera preliminar a partir del 26 de febrero del 2019. Celg-D apeló contra esta decisión, que fue aceptada por el Tribunal Estatal de Goiás el 11 de junio del 2019. El 1 de octubre del 2019, el mismo Tribunal del Estado de Goiás dictó una orden en la que revocaba la medida cautelar previamente concedida en favor de Celg-D y, por consiguiente, los efectos de la ley se restablecieron a partir de esa fecha. Celg-D apeló contra esa decisión alegando que el derecho a garantizar los créditos fiscales es tanto legal como contractual y que, por lo tanto, las medidas adoptadas por el Estado de Goiás para suspender plenamente la aplicación de estas leyes son manifiestamente ilegales. El 2 de octubre del 2019 fue rechazada la apelación interpuesta por Celg-D. Posteriormente, el 21 de noviembre del 2019, Celg-D apeló contra esa decisión ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ). El 27 de febrero del 2020, el Tribunal de Justicia (TJ) declaró inadmisible dicha apelación. Celg-D apeló también contra esa decisión ante el STJ el 5 de mayo del 2020 y el procedimiento está en curso. En el curso del "writ of mandamus", el 14 de julio del 2021 el Tribunal del Estado de Goiás planteó una cuestión de legitimidad constitucional ante una sección especializada del mismo Tribunal.
El 5 de octubre del 2021, el Ministerio Público concluyó por la incompetencia de la cuestión de la legitimidad constitucional. El 9 de noviembre del 2021, la sección especializada del TJ aceptó la posición del Ministerio Público y rechazó la cuestión de la constitucionalidad, y el caso se remitió al Tribunal de Justicia.

También es importante señalar que se espera, desde el punto de vista contractual, que el fondo Funac esté cubierto por el acuerdo para la adquisición de Celg-D por Enel Brasil SA.
El 26 de abril del 2019, se promulgó la Ley n.° 20468 por la cual el estado de Goiás ha retirado en su totalidad el sistema de prestaciones fiscales mencionado anteriormente. El 5 de mayo del 2019, Celg-D presentó una demanda judicial ordinaria y una solicitud simultánea de suspensión cautelar contra el estado de Goiás para impugnar la mencionada ley. El 16 de septiembre del 2019, el Tribunal del Estado de Goiás rechazó la solicitud cautelar indicando que no se cumplían los requisitos de precaución en materia de "periculum in mora". El 26 de septiembre del 2019, Celg-D apeló ante el Tribunal del Estado de Goiás contra la decisión de rechazar la concesión de la medida cautelar, alegando que la revocación de la ley de crédito fiscal es inconstitucional en la medida en que tales reclamaciones se establecieron de conformidad con la ley aplicable y constituyan derechos adquiridos. El 7 de septiembre del 2020, el estado de Goiás presentó su respuesta a dicha solicitud cautelar. Por orden dictado en la audiencia el 20 de julio del 2021 y, posteriormente confirmado el 17 de septiembre del 2021, el Tribunal del Estado de Goiás rechazó la solicitud cautelar de Celg-D.
Además, se señala que la asociación brasileña de empresas de distribución de energía eléctrica (ABRADEE) había interpuesto ante el Tribunal Constitucional brasileño (Tribunal Supremo Federal) una acción de constitucionalidad respecto a las Leyes n.° 20416 y n.° 20468, que fue rechazada el 3 de junio del 2020 por decisión individual del juez-relator sobre la hipótesis de que no se cumplían los requisitos formales. El 24 de junio del 2020, ABRADEE apeló contra esa decisión (*agravo regimental*). El 21 de septiembre del 2020, el Tribunal Supremo del Brasil, sin entrar en el fondo del caso, desestimó la apelación de ABRADEE por razones formales y se concluyó el procedimiento. El 15 de octubre del 2020 ABRADEE apeló contra dicha decisión. El 8 de marzo del 2021, el Tribunal Supremo de Brasil desestimó la apelación de ABRADEE y la decisión pasó ante el tribunal el 5 de abril del 2021.

Cierre de la central eléctrica de carbón de La Spezia

El 2 de diciembre del 2021, Enel SpA recibió la autorización definitiva del Ministerio de Transición Ecológica para el cese definitivo de la planta de carbón de la central termoeléctrica "Eugenio Montale" de La Spezia, Italia.

Emisión de préstamos de bonos híbridos

El 16 de diciembre del 2021, el Consejo de Administración de Enel SpA autorizó la emisión de parte de Enel, a más tardar el 31 de diciembre del 2022, de uno o más préstamos

de bonos no convertibles subordinados híbridos, incluso de carácter perpetuo, por un importe máximo igual al equivalente de 3.000 millones de euros, para ser colocado exclusivamente con inversores institucionales, europeos y no europeos, también a través de la colocación privada. El Consejo de Administración de Enel revocó también la resolución anterior de 25 de febrero del 2021 relativa a la emisión de uno o varios préstamos de bonos por parte de la Compañía por la parte aún no ejecutada, por un importe aproximado de 750 millones de euros, sin perjuicio de todos los efectos relativos a las emisiones ya realizadas.

Proceso penal central de Pietrafitta - Italia

En relación con la central termoeléctrica de Pietrafitta, la Fiscalía de Perugia había iniciado una investigación contra algunos de los exponentes de Enel Produzione SpA, así como contra algunos terceros que ahora son propietarios de las tierras adyacentes a la central eléctrica, que una vez fueron de Enel, en las que se había encontrado ceniza.
Los delitos impugnados son los siguientes: omisión de desinfección (artículo 452-*terdecies* c.p.), en relación con algunas zonas afectadas por la emisión de ceniza producida hasta los años 80 por la central eléctrica de Pietrafitta y otras centrales eléctricas de la empresa, así como otras zonas donde se ha encontrado contaminación de bifenilos policlorados ("PCB") de algunas máquinas mineras en desuso; contaminación ambiental (artículo 452-*bis* c.p.), vinculada a la contaminación anterior con PCB, contra la cual Enel Produzione SpA también fue impugnada la responsabilidad administrativa bajo el Decreto Legislativo 231/2001.
En el verano del 2019, Enel Produzione SpA presentó una solicitud de archivo del caso, que fue aceptada por el MP por el delito de contaminación ambiental, con el consiguiente archivo incluso del cargo bajo el Decreto Legislativo 231/2001.
Algunas asociaciones ambientales se han opuesto al archivo del caso y el 21 de febrero del 2020 se celebró la audiencia de discusión ante el GIP (el juez para las investigaciones preliminares), que terminó con una medida de archivo (28 de mayo del 2020) que, en resumen, aceptó todas las defensas de Enel sacando el máximo partido a los argumentos defensivos propuestos y confirmando el archivo también de cualquier otra hipótesis de delito —que no ha sido impugnada por la fiscalía— en relación con los posibles efectos para la salud debidos a la presencia de cenizas.
Por lo tanto, la acusación continúa en relación con el único delito de omisión de desinfección, respecto a la cual los empleados de Enel Produzione SpA presentaron, en diciembre del 2019, una solicitud de suspensión del procedimiento de enjuiciamiento, consistente en la ejecución de un programa acordado con las oficinas de la fiscalía que constituye una conducta reparadora proporcional y apropiada a las controversias que se plantean contra los acusados. La audiencia de prueba se celebró el 29 de octubre del 2020, cuando el juez para las investigaciones preliminares del Tribunal de Perugia aceptó la solicitud de prueba. La audiencia se aplazó hasta el 18 de febrero del 2021, fecha en la que se aprobó el programa propuesto por Enel Produzione, estableciendo un plazo de 9 meses para la ejecución del programa.
En la audiencia del 16 de diciembre del 2021, el juez, tras un extenso debate, verificó el cumplimiento del programa, y declaró la extinción de los delitos impugnados como resultado positivo de las actividades de la solicitud de prueba.

El BEI y Enel concluyen un financiamiento "vinculado a la sostenibilidad" de 120 millones de euros para la transición energética en Italia

El 20 de diciembre, Enel y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) firmaron una financiación "vinculada a la sostenibilidad" de 120 millones de euros para la transición energética en Italia. La financiación del BEI a Enel Italia forma parte del programa de préstamos del banco relacionado con la sostenibilidad, relativo al logro por parte de Enel del objetivo de reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), en consonancia con el Objetivo de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (ODS) 13 ("Acción por el clima") y bajo el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo.

Enel renueva su asociación con Cinven en Ufinet Latam

El 21 de diciembre del 2021, Enel SpA, a través de Enel X International Srl, filial al 100% de Enel X Srl (Enel X), firmó un nuevo acuerdo con un holding controlado por Sixth Copen Fund y un holding controlado por Seventh Copen Fund —fondos gestionados por la firma internacional de capital privado Cinven— para la adquisición indirecta, a través de un holding, de aproximadamente el 79% del capital de Ufinet Latam SLU de Sixth Cinven Fund por un importe de 1.320 millones de euros y la venta simultánea del 80,5% del capital de la aompañía a Seventh Cinven Fund por un importe de unos 1.240 millones de euros, con el fin de renovar la colaboración existente en Ufinet. Enel X International recibirá, al mismo tiempo, aproximadamente 140 millones de euros en la distribución de las reservas disponibles de Ufinet, cifra sujeta a posibles ajustes de cierre.
En virtud de este acuerdo, Enel X International mantendrá, por lo tanto, una participación indirecta del 19,5% en el capital de Ufinet, mientras que Seventh Cinven Fund tendrá el 80,5% restante.

Concesiones hidroeléctricas – Italia

La disciplina nacional de las concesiones hidroeléctricas a gran escala fue modificada por última vez por el denominado "DL Semplificazioni" (DL n.° 135 de 2018 convertido en la Ley n.° 12 el 11 de febrero del 2019), que introdujo una serie de novedades en la cuestión de dichas concesiones en el momento de su expiración y en la mejora de los bienes y las obras relacionadas con las mismas y que se transferirán al nuevo concesionario. Dicha normativa también ha introducido algunos cambios en materia de las tarifas de concesión, con una cuota fija y variable de la tarifa, y la obligación de proporcionar energía gratuita a las entidades públicas (220 kWh de energía por kW de potencia nominal media de concesión). En aplicación de esta ley estatal y sobre la base de una delegación específica, varias regiones (Lombardía, Piamonte, Emilia-Romaña, Friuli-Venecia Julia, Provincia de Trento, Calabria y Basilicata) han promulgado leyes regionales.

Tanto la legislación estatal como regional de aplicación, según Enel Green Power Italia y Enel Produzione, violan los principios comunitarios y los principios constitucionales, como, por ejemplo, los derechos de propiedad, el principio de seguridad jurídica, el principio de proporcionalidad y expectativas legítimas y la libertad de empresa. En particular, las normas no prevén expresamente la transferencia de la rama de la empresa del concesionario saliente al concesionario subcontratado, y establecen criterios inadecuados para la valorización de las obras que se transferirán, que corren el riesgo de concretarse en un mecanismo sustancialmente expropiatorio, en violación de los principios constitucionales.

Por último, la disposición para el pago de la nueva tasa binomial y la obligación de suministrar energía gratuita a los titulares de concesiones que están en curso de validez y que aún no han expirado implica la introducción en los contratos de concesión de un elemento inesperado e irrazonable de desequilibrio económico significativo y esto constituye una clara violación del principio de razonabilidad y proporcionalidad de la tasa que la jurisprudencia constitucional exige respetar en el caso de que se introduzcan modificaciones peyorativas en el ámbito de la duración de las relaciones.

Enel Green Power Italia y Enel Produzione impugnaron los primeros actos de aplicación de las leyes regionales individuales y los posteriores avisos de pago de la tasa binomial y la monetización del suministro de energía gratuita al Tribunal Administrativo Regional (TAR) y al Tribunal Regional de Aguas Públicas, y solicitó su anulación y planteó la cuestión de la ilegitimidad constitucional de las leyes estatales y regionales. El TAR de Piamonte, mediante la sentencia n.° 1085 de 25 de noviembre del 2021, y el TAR de la Lombardía, mediante la sentencia n.° 2900 de 23 de diciembre del 2021, en los casos interpuestos por Enel Green Power Italia contra las respectivas regiones, rechazaron la propia jurisdicción en favor del Tribunal Superior del Agua, ante el cual Enel Green Power Italia tendrá que resumir el litigio para la continuación de la sentencia.

El Gobierno italiano ha apelado ante el Tribunal Constitucional algunas de las leyes regionales de aplicación que se han promulgado, denunciando la violación de diversos principios constitucionales.

Enel Green Power Italia actuó como *ad adiuvandum* en las sentencias de legitimidad constitucional promovidas por el Gobierno italiano ante el Tribunal Constitucional contra la Provincia de Trento y las Regiones de Lombardía, Piamonte y Basilicata.

Las asociaciones comerciales (Utilitalia y Elettricità Futura) también presentaron declaraciones en el contexto de las sentencias iniciadas por el Gobierno italiano ante el Tribunal Constitucional; además, otros operadores del sector han propuesto procedimientos judiciales contra los actos de aplicación de las distintas leyes regionales y han solicitado su anulación.

En cuanto a la sentencia de legitimidad ante el Tribunal Constitucional contra la Ley Regional de la Lombardía, el Consejo de Ministros decidió renunciar a la apelación total de la Ley Regional Lombardía n.° 5/2020, "dado que la medida en la que la Región de la Lombardía, mediante la legislación regional posterior, ha introducido cambios en las disposiciones sujetas a apelación que permiten considerar superadas las alegaciones de ilegalidad detectadas". Sin embargo, estas enmiendas no se refieren a los perfiles de constitucionalidad denunciados por Enel en el recurso *ad adiuvandum*. Es razonable considerar que, tras la aceptación formal por la Región de la renuncia del Gobierno a la controversia, el Tribunal Constitucional declaró extinguida la sentencia, con el consiguiente vencimiento de la intervención de Enel.

Enel junto con Intesa Sanpaolo para comprar Mooney y crear un fintech europeo

El 23 de diciembre del 2021, Enel SpA, a través de su filial completamente controlada Enel X Srl, e Intesa Sanpaolo SpA, a través de su filial Banca 5 SpA, firmaron un acuerdo con Schumann Investments SA, empresa controlada por el fondo internacional de capital privado CVC Capital Partners Fund VI, para la adquisición del 70% del capital social del Grupo Mooney SpA, una empresa fintech que opera en servicios de banca de proximidad y pagos. En particular, Enel X adquirirá el 50% del capital social de Mooney, mientras que Banca 5, que actualmente posee el 30% del capital social de Mooney, aumentará su participación a un 50%, creando, de esta forma, un control conjunto de ambas partes sobre Mooney.

El acuerdo, basado en un valor empresarial del 100% de Mooney de 1.385 millones de euros, prevé el reconoci-

miento al cierre por parte de Enel X de un importe de entre 334 millones de euros y 361 millones de euros; esta suma consiste en 220 millones de euros para la parte de capital social y un componente variable vinculado a un mecanismo de ajuste de precio al cierre. Al mismo tiempo, Intesa Sanpaolo pagará al cierre un importe entre 88 millones de euros y 94 millones de euros; dicha cifra consiste en 88 millones de euros para el capital social, más un componente variable vinculado a un mecanismo de ajuste de precio al cierre.

Intervenciones de bonificaciones fiscales contra el fraude Enel X Italia – Italia

En el ámbito del negocio "Vivi Meglio", Enel X Italia lleva a cabo, entre otras, actividades para suministrar dispositivos de eficiencia energética a empresas que operan en el campo de la recalificación de energía y/o intervenciones de mejora sísmica en edificios residenciales y/o propiedades inmobiliarias individuales.

En este contexto, al mismo tiempo que el contrato para el suministro de servicios/productos, Enel X Italia (como cesionario) firma un acuerdo marco con una empresa (como cedente) para la compra de créditos fiscales —sobre la base de los diferentes tipos de incentivos previstos por la legislación actual (como Superbonus 110%, Bonos *Facciate*, Ecobonus, Sismabonus, Bonos de Reestructuración)— madurado por la empresa para la realización de intervenciones de recalificación de edificios propiedad de terceros (contratistas), respecto a los cuales Enel X Italia no tiene ningún tipo de relación contractual.

A partir de octubre-noviembre del 2021, tras las solicitudes de información recibidas de la Guardia di Finanza sobre la presunta irregularidad de algunos créditos fiscales, Enel X Italia llevó a cabo una serie de controles y encontró anomalías en relación con algunos créditos fiscales adquiridos, denunciándolos sin demora ante la Fiscalía de la República de Roma.

A la luz de los resultados de los análisis realizados y en virtud de la actualización reglamentaria que tuvo lugar en noviembre del 2021 con la publicación del DL n.º 157/2021 "Antifraude" (introduciendo "medidas urgentes para combatir el fraude en el ámbito de los beneficios fiscales y económicos"), las transacciones para la compra de créditos fiscales se suspendieron temporalmente y se reactivaron posteriormente en diciembre del 2021 con nuevos procedimientos de control.

Entre el 23 de diciembre del 2021 y el 31 de enero del 2022, en el contexto de las investigaciones sobre presuntos fraudes en relación con la legislación sobre las medidas de recalificación de la energía, se notificaron tres decretos de incautación preventiva a Enel X Italia (antiguo artículo 321 c.p.p.), expedidos por la Fiscalía de la República ante los Tribunales de Roma y Nápoles, en relación con los créditos fiscales adquiridos por Enel X Italia a algunas empresas del sector por un importe aproximado de 45 millones de euros. Las incautaciones se efectuaron bloqueando el portal de la Agenzia delle Entrate "Plataforma de transferencia de créditos" y reduciendo el límite máximo de los créditos fiscales compensables en la casilla de impuestos de la empresa y sus cesionarios.

En vista de que estos créditos, en el momento de la incautación, ya habían sido cedidos a su vez por Enel X Italia a las instituciones financieras, las medidas cautelares no se tomaron directamente contra la Compañía, que, sin embargo, informó prontamente a los cesionarios de tales incautaciones, invitándoles a cumplir, a su vez, las disposiciones de las autoridades judiciales. De las medidas de incautación notificadas se pudo verificar que entre los destinatarios de las mismas también había otros operadores del sector.

Aspectos reglamentarios y arancelarios

El marco regulador europeo

Finanzas sostenibles (taxonomía)

La taxonomía es un sistema de clasificación que establece una lista de actividades ecosostenibles para guiar a los inversores institucionales en la toma de decisiones informadas y luego redirigir los flujos de capital hacia ellos. El primer acto delegado que establece los criterios para el examen técnico de unas 60 actividades económicas, incluida la producción de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y de distribución, fue publicado por la Comisión en junio del 2021 y entró en vigor en enero del 2022.
El 31 de diciembre del 2021, la Comisión envió a los Estados miembros para su consulta un proyecto de acto delegado complementario por el que se establecen varias condiciones para que el gas fósil y la energía nuclear se clasificaran como actividades transitorias alineadas con la taxonomía. Algunas de las actividades de interés de Enel, como la venta al por menor y el trading, no están cubiertas por la taxonomía hasta el momento.

Dosier de consulta con los impactos financieros durante el 2021

El 14 de julio del 2021, la Comisión Europea publicó el paquete "Fit for 55 (FF55)", una serie de propuestas destinadas a reducir las emisiones netas en la Unión Europea en un -55% para el 2030 en comparación con 1990.

Directiva sobre fuentes de energía renovables (RED II)

Entre los cambios propuestos a la legislación energética actual de la UE, la revisión de la Directiva sobre las fuentes de energía renovables desempeña un papel importante, ya que alcanzar los nuevos objetivos climáticos también requerirá una proporción mucho mayor de fuentes renovables en la combinación energética de los Estados miembros. La propuesta de la Comisión establece un marco para la difusión de las energías renovables en todos los sectores de la economía, prestando especial atención a los ámbitos en los que el progreso ha sido lento (transporte, edificios e industria).
Entre los puntos clave de la revisión se encuentra el aumento de la cuota mínima vinculante de las fuentes de energía renovables en el consumo final de energía en la UE al 40% para el 2030, duplicando efectivamente la cuota de FER en la combinación energética durante una sola década (2021-2030). Este objetivo del 40% es significativamente superior al acordado en la revisión anterior de la Directiva en el 2018 (32%) y está respaldado por objetivos más altos de la UE y nacionales, entre ellos: el nuevo objetivo de que el 49% de la energía utilizada en los edificios europeos sea renovable; la obligación de aumentar las FER en un 1,1% anual en la industria; la conversión en vinculante de la obligación existente de aumentar el uso de las FER en un 1,1% anual en calefacción y refrigeración; la introducción de nuevas cuotas mínimas para el uso del hidrógeno verde en la industria y el transporte (50% y 2,6% anual, respectivamente). Por último, la propuesta de la Comisión incluye también la creación de un nuevo mecanismo de crédito para promover el uso de la electricidad renovable en el transporte y los esfuerzos para eliminar las barreras en los procedimientos de autorización de las nuevas instalaciones de FER.

Dosier ETS (*EU Emissions Trading System*)

Entre los expedientes que se están consultando, la Comisión Europea también propone una reforma del régimen de comercio de derechos de emisión (ETS) de la UE, con el fin de reforzarlo y aumentar su ambición en consonancia con los compromisos sobre el clima de la UE expresados en el paquete "FF55". La propuesta de revisión confirma el papel central del ETS de la UE como uno de los principales instrumentos de la política climática de la UE y también aumenta la resistencia del mercado a las crisis económicas. Además, se solicita una mayor contribución a la descarbonización a los sectores incluidos en el ETS de la UE, y también se está consultando la ampliación del mecanismo a nuevos sectores (por ejemplo, marítimo, la producción de hidrógeno por electrolizadores), así como un posible

mercado ETS separado para los sectores del transporte por carretera y de los edificios.
Aunque la reforma del régimen del ETS de la UE sigue siendo objeto de consulta, la publicación por sí sola ha tenido un impacto en el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado ETS al haber cambiado las expectativas de los operadores y, por tanto, los precios del propio mercado.

Dosier CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*)

Uno de los elementos más innovadores y también con la intención de debatir el paquete "FF55" es el CBAM (Mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono), un arancel que se aplicará a los bienes importados producidos con normas ambientales más bajas que la UE. El objetivo del mecanismo de CBAM es reducir el riesgo de relocalizar las emisiones de CO_2. Esto sirve para garantizar que los productos importados reciban un trato no menos favorable que los productos nacionales fabricados en las instalaciones ETS de la UE. Dado que las instalaciones que entran en el sistema ETS de la UE están sujetas a una evaluación del precio del carbono sobre la base de sus emisiones reales, los productos en el ámbito CBAM también deberían evaluarse sobre la base de sus emisiones reales de gases de efecto invernadero. Sin embargo, para permitir que las empresas se adapten a este sistema, se propone comenzar con un período transitorio sin ajuste financiero. Este mecanismo se introducirá gradualmente y se aplicará inicialmente solo a un número seleccionado de productos de alto riesgo de relocalización del carbono: hierro y acero, cemento, fertilizantes, aluminio y producción de electricidad.

Dosier sobre eficiencia energética y edificios

La propuesta de revisión de la Directiva sobre la eficiencia energética tiene por objeto fijar objetivos europeos vinculantes más ambiciosos para el 2030 (+36% frente al +32,5% anterior) en consonancia con el objetivo de una reducción del 55% de los gases de efecto invernadero para el 2030. La Directiva introduce un sistema de cálculo de las contribuciones indicativas que debe establecer cada Estado miembro para alcanzar el objetivo de la Unión y propone, entre las medidas, duplicar las obligaciones anuales de ahorro de energía en los usos finales. El sector público está llamado a contribuir con un ahorro energético aún mayor, que asciende al 1,7% anual, más la obligación de renovación del 3% para todo el patrimonio inmobiliario. La Directiva exige a los Estados miembros que adopten medidas para aliviar la pobreza energética mediante el aumento de las medidas de eficiencia energética para los clientes vulnerables mediante una financiación específica.

En diciembre del 2021, la Comisión publicó una propuesta de revisión para la Directiva sobre el rendimiento energético de los edificios, destinada a reducir el consumo de energía con el fin de alcanzar también emisiones cero en los edificios para el 2050. Las medidas tienen por objeto aumentar la tasa de renovación, en particular para los edificios con el peor rendimiento energético, mediante la introducción de normas mínimas de rendimiento y el refuerzo de los certificados de rendimiento energético. Los objetivos también prevén el logro de estándares progresivamente más altos a partir del 2030 para todo el sector residencial. Con el fin de reforzar las medidas de movilidad eléctrica, se prevén medidas para aumentar los puntos de carga y las infraestructuras de precableado en el sector residencial.

Dosier ETD (*Energy Taxation Directive*)

La Comisión considera que la Directiva n.º 2003/96/CE ya es obsoleta y no puede reflejar adecuadamente la renovada política climática y energética de la UE. La propuesta de revisión de la Directiva n.º 2003/96/CE interviene en dos ámbitos principales de reforma: la creación de una nueva estructura de los tipos impositivos y la ampliación de la base imponible con la supresión de determinadas ventajas.

- La propuesta esboza una nueva estructura para los tipos impositivos mínimos basada en el contenido energético real y en el rendimiento medioambiental de los combustibles y la electricidad, en lugar del volumen tal como ocurre actualmente. Los tipos mínimos se expresarán en €/GJ para cada producto, también para permitir una comparación directa entre los combustibles y los nuevos usos de la electricidad. En particular, la propuesta agrupa los productos energéticos y la electricidad en categorías generales, que se clasifican según el contenido energético y el rendimiento medioambiental. De esta forma, el nuevo sistema garantizará que los combustibles más contaminantes se graven al máximo. Los Estados miembros tendrán que garantizar que esta clasificación se replique a nivel nacional.
- Bajo esta nueva estructura, los combustibles fósiles convencionales (por ejemplo, gasoil y gasolina) y los biocombustibles insostenibles estarán sujetos a la tasa mínima más alta de 10,75 €/GJ cuando se utilicen como combustible y a 0,9 €/GJ cuando se utilicen para la calefacción.
- Para tener en cuenta su posible papel en el apoyo a la descarbonización a medio plazo, aunque se basa en combustibles fósiles, se prevé que se aplique a los combustibles como el gas natural, el GLP y los combustibles no renovables de origen no biológico un tipo mínimo de 7,17 €/GJ durante un período transitorio de 10 años si se utilizan para combustible y de 0,6 €/GJ si se utilizan para calefacción, antes de ser gravado al mismo tipo que los combustibles fósiles convencionales. Para reflejar el potencial de los biocombustibles sostenibles, pero no avan-

zados, con el fin de apoyar la descarbonización, se espera que estén sujetos a la mitad del tipo de referencia, es decir, un mínimo de 5,38 €/GJ cuando se utilizan como combustible y 0,45 €/GJ cuando se utilizan para calefacción.
- La tarifa mínima más baja (0,15 €/GJ) se aplicará a la electricidad, independientemente de su uso, a los biocarburantes y biogás sostenibles y a los combustibles renovables de origen no biológico (por ejemplo, hidrógeno renovable); el hidrógeno de bajas emisiones de carbono y los combustibles relacionados también se beneficiarán de la misma tarifa durante un período transitorio de 10 años. El tipo aplicable a este grupo se fija considerablemente por debajo del tipo de referencia, ya que la electricidad y estos combustibles pueden apoyar de forma significativa la transición de la energía limpia de la UE hacia los objetivos del Acuerdo Verde (Green Deal) de la UE y, en última instancia, la neutralidad climática para el 2050.

Movilidad sostenible

Las principales iniciativas que se centran en el sector del transporte se refieren a:
- la propuesta de revisión del reglamento sobre los niveles de rendimiento de CO_2 de los nuevos turismos y vehículos comerciales ligeros, que exige que para el 2030 las emisiones de turismos se reduzcan en un 55% y las emisiones de las furgonetas en un 50% en comparación con los niveles del 2021, hasta llegar al 100% en 2035;
- la propuesta de revisión de la directiva relativa al establecimiento de una infraestructura para combustibles alternativos que permita a los conductores acceder a una red fiable en toda Europa para recargar o repostar vehículos. La propuesta exige a los Estados miembros que aumenten la capacidad de recarga en consonancia con los registros de vehículos de emisión cero y que instalen puntos de recarga públicos interoperables y fáciles de utilizar a intervalos regulares a lo largo de los principales corredores de autopistas europeos. Además, se establecen objetivos para el desarrollo de la infraestructura necesaria para el suministro de electricidad a los buques y aviones mientras se encuentran en puertos y aeropuertos, respectivamente;
- además de estas medidas, la Comisión Europea ha propuesto dos nuevas iniciativas legislativas, "ReFuelEU Aviation" y "FuelEU Maritime", destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para el transporte aéreo y marítimo, estableciendo límites de emisión para buques y aeronaves cada vez más estrictos y mediante medidas para promover combustibles renovables o de baja emisión de carbono.

Además de las medidas contenidas en el paquete "Fit for 55", la Comisión Europea concluyó la emisión de un nuevo paquete de iniciativas en materia de transporte en diciembre del 2021. Las principales propuestas contenidas en el paquete de diciembre se refieren a:
- la revisión del reglamento relativo a las directrices RTE-T, en las que, entre otros aspectos, se refuerza el papel de la movilidad sin emisiones y su infraestructura como una de las prioridades para la realización de la red europea de transporte y la modificación de la estructura de la red RTE-T;
- fomentar la transición hacia una movilidad sin emisiones a nivel local (ciudades y regiones) mediante la adopción de Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS) y Planes de Logística Urbana Sostenible (SULP), el acceso e intercambio de datos sobre movilidad para apoyar los procesos de toma de decisiones y los nuevos programas de financiación para nuevos proyectos (como Horizon Europe 2021-2023) a través de la comunicación "EU Urban Mobility Framework".

A finales del 2021, tanto las propuestas del primer paquete como del segundo paquete se encontraban en fase de debate tanto a nivel del Consejo Europeo como del Parlamento Europeo. Se espera que las conversaciones continúen durante gran parte del 2022.

Paquete de descarbonización del mercado del hidrógeno y el gas

El 15 de diciembre del 2021, la Comisión Europea publicó propuestas para descarbonizar el mercado del gas a través de gases renovables y de baja emisión de carbono, incluido el hidrógeno.
En particular, la propuesta establece un nuevo marco regulador para el sector del hidrógeno, incluida su infraestructura, y normas para la certificación de gases con bajas emisiones de carbono que garantizan una reducción del 70% de las emisiones de gases de efecto invernadero.
Entre los puntos destacados se incluyen normas sobre la separación vertical y horizontal y el acceso de terceros en el sector del hidrógeno, con disposiciones menos estrictas hasta el 2030 y exenciones para las redes de hidrógeno geográficamente confinadas nuevas y emergentes. El paquete de gas prevé mecanismos separados de remuneración de infraestructura entre gas e hidrógeno, pero permite transferencias financieras para desarrollar la red de hidrógeno y descuentos arancelarios. Por último, según el paquete de gas, la mezcla de hidrógeno y gas natural al 5% debería ser aceptada por los TSO en la frontera.

Digital

Durante el 2021, además de la publicación de la comunicación "Década digital europea: Objetivos digitales para el 2030", que establece los objetivos y las modalidades de la transformación digital de Europa para el 2030, las activida-

des de aplicación del Acuerdo Verde europeo (Green Deal) y los datos y las estrategias para la inteligencia artificial publicados por la Comisión Europea en el 2019 y el 2020, respectivamente, guiaron el debate sobre la digitalización y el uso de datos. Se han propuesto una serie de iniciativas legislativas y no legislativas con el objetivo de hacer que Europa sea digitalmente soberana y crear una economía digital justa y competitiva. Las medidas propuestas van desde el concepto de soberanía de datos, hasta la creación de un mercado único de datos, hasta iniciativas de IA y ciberseguridad.

Las principales propuestas se refieren a:

- el reglamento sobre la inteligencia artificial, publicado en abril del 2021, el primer intento en el mundo de normalizar la inteligencia artificial (IA). En esta propuesta, la Comisión Europea ha propuesto una lista *ex ante* de productos "IA" considerados de alto riesgo, como los componentes críticos de seguridad de la infraestructura, que deberían pasar una prueba de control antes de obtener la certificación;
- propuesta de acto de aplicación sobre acceso a los datos y la interoperabilidad para establecer una plataforma para cada país (interoperable con otros), en la que los consumidores puedan compartir fácilmente los datos energéticos con terceros;
- propuesta de reglamento para una "Ley de servicios digitales", cuyo objetivo sea establecer un conjunto común de obligaciones y responsabilidades de los intermediarios en el mercado único en la prestación de servicios transfronterizos digitales, garantizando al mismo tiempo un alto nivel de protección para todos los usuarios, independientemente de dónde residan en la UE.

Además, durante el 2021 se llevaron a cabo los debates sobre la propuesta de revisión del reglamento sobre la privacidad electrónica, publicado por la Comisión Europea en el 2017, cuyas negociaciones entre las instituciones, que comenzaron en febrero del 2021, siguen en curso.

Baterías

En diciembre del 2020, la Comisión presentó una propuesta de revisión del reglamento sobre las baterías y los residuos de las baterías, que sustituiría a la actual directiva en vigor. La propuesta tiene tres objetivos: reforzar el funcionamiento del mercado interior (incluidos los productos, procesos, residuos de baterías y materiales reciclados), garantizar unas condiciones equitativas mediante un conjunto común de normas; promover una economía circular; y reducir los impactos ambientales y sociales en todas las etapas del ciclo de vida de las pilas. Entre los principales elementos de la propuesta se encuentran los requisitos obligatorios para todas las baterías colocadas en el mercado de la UE, los requisitos para la gestión de las baterías al final de su vida útil, así como nuevos objetivos de recogida de residuos de baterías portátiles y requisitos para facilitar la reutilización de baterías de los vehículos industriales y los vehículos eléctricos como acumuladores de energía estacionarios. A lo largo del 2021, tanto el Consejo Europeo como el Parlamento Europeo siguieron analizando la propuesta: una vez finalizadas sus posiciones, comenzarán las negociaciones informales (diálogos a tres bandas) con el fin de alcanzar un acuerdo.

Ayudas estatales

Revisión de las directrices sobre las ayudas estatales

El 7 de enero del 2021 se preparó el documento de respuesta a la consulta pública sobre las directrices relativas a las ayudas estatales en favor de la energía, el clima y el medio ambiente (CEEAG por sus siglas en inglés).

El 7 de junio, la Comisión Europea publicó el proyecto de revisión de las CEEAG, que estuvo abierto a la última consulta pública hasta el 2 de agosto. Las CEEAG son de gran importancia para el sector energético y para el Grupo Enel, ya que orientarán el apoyo a la inversión para la descarbonización en los próximos años. El proyecto de texto prevé una nueva sección sobre las ayudas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluidas las ayudas a la producción de energía renovable y de baja emisión de carbono, las ayudas a la eficiencia energética, incluida la cogeneración de alta eficiencia, las ayudas al hidrógeno, ayudas a la acumulación y a las baterías y ayudas a la reducción o prevención de las emisiones procedentes de los procesos industriales. Se ha dedicado a la movilidad sostenible todo un capítulo sobre ayudas a la movilidad eléctrica y a la infraestructura de recargas, incluido el sector marítimo. También se regulan las medidas de eficiencia energética para los edificios, incluidas las baterías y las recargas de los vehículos eléctricos. Además, se reconoce oficialmente que la financiación de las redes eléctricas en un monopolio natural o jurídico no representa una ayuda estatal. Por último, la ayuda a las tecnologías nucleares y a los combustibles fósiles queda excluida del ámbito de aplicación de las directrices. El documento preparado y enviado el 2 de agosto acogió con satisfacción las nuevas propuestas de la Comisión Europea, destacando la necesidad de incluir explícitamente todos los tipos de almacenamiento, incluido el autónomo, entre las tecnologías permitidas en la sección sobre ayudas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta sugerencia se incorporó con éxito al texto final de las directrices publicadas el 21 de diciembre y entró en vigor el 1 de enero del 2022.

El 6 de octubre, la Comisión Europea publicó el proyecto de revisión del Reglamento General de Exención por Categorías (GBER por sus siglas en inglés) con importantes cambios en las secciones relativas al clima, la protección del medio ambiente y la energía, incluida la actualización de los umbrales de notificación. El GBER define categorías específicas de ayudas estatales que, en determinadas condiciones, son compatibles con el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) y exime a estas categorías de la obligación de notificación previa a la Comisión y de su aprobación. El proyecto de reglamento propone ampliar la posibilidad de que los Estados miembros financien diversos tipos de proyectos ecológicos, como la reducción de las emisiones de CO_2, la movilidad sostenible y la infraestructura de recargas; la introducción de nuevas condiciones "verdes" que deben cumplir las grandes empresas con un uso intensivo de energía para recibir ayudas en forma de tasas impositivas reducidas; el almacenamiento; el hidrógeno y la creación de proyectos de reestructuración de edificios que mejoren su eficiencia energética; y las comunidades energéticas. Al mismo tiempo, la Comisión Europea inició una consulta pública con vencimiento el 8 de diciembre, plazo en el que se envió la contribución del Grupo Enel. El documento preparado comentó positivamente la revisión del GBER, pero pidió un compromiso más ambicioso con el almacenamiento, proponiendo incluir todos los tipos y sugiriendo que se dé flexibilidad a los Estados para las medidas en apoyo de la electrificación del sistema.

El 25 de noviembre, la Comisión Europea adoptó las normas revisadas sobre las ayudas estatales a favor de proyectos importantes de interés común europeo (IPCEI), que se deben aplicar a partir del 1 de enero del 2022. La comunicación establece los criterios para la evaluación, por parte de la Comisión, de las ayudas concedidas por los Estados miembros a los IPCEI transfronterizos que solucionan los fallos del mercado y permiten innovaciones de vanguardia en ámbitos cruciales e inversiones en tecnologías e infraestructuras, con efectos positivos para toda la economía de la UE.

El 2 de diciembre para Italia y el 20 de diciembre para Rumania, la Comisión Europea aprobó el documento de ayudas regionales con validez a partir del 1 de enero del 2022 al 31 de diciembre del 2027 en el marco de las directrices revisadas sobre las ayudas estatales regionales.

Casos de ayudas estatales

En junio, la Comisión aprobó regímenes de ayudas estatales financiados por el Mecanismo de recuperación y resiliencia (RRF por sus siglas en inglés) para varios Estados miembros. El Mecanismo de recuperación y resiliencia de Italia, de 191.500 millones de euros (de los cuales, 68.900 millones de euros en subvenciones y 122.600 millones de euros en préstamos) asignará el 37% del gasto total a medidas de apoyo a los objetivos climáticos, incluidas las inversiones de reestructuración a gran escala para mejorar la eficiencia energética de los edificios, medidas para promover el uso de fuentes de energía renovables, incluido el hidrógeno, y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte, con inversiones en la movilidad urbana sostenible. También se aprobaron planes para España por un valor de 69.500 millones de euros; para Grecia, por un valor de 30.500 millones de euros y para Rumania por el suministro por parte de la UE de 14.200 millones de euros.
El 9 de julio, la Comisión Europea aprobó los planes italianos para compensar parcialmente a las empresas que consumen mucha energía por unos mayores precios de la electricidad resultantes de los costes de emisiones indirectas del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (ETS). El régimen cubrirá los costes indirectos de las emisiones durante el período 2020-2030, con un presupuesto provisional de alrededor de 1.490 millones de euros.
El 27 de noviembre, la Comisión Europea aprobó un régimen griego de ayudas de 2.270 millones de euros para apoyar la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y la cogeneración de alta eficiencia.
El 9 de diciembre, la Comisión Europea aprobó un plan de 3.000 millones de euros en el marco del RRF español para apoyar la investigación, el desarrollo, la innovación, la protección medioambiental y la eficiencia energética en la cadena de valor de la industria automovilística.
El 21 de diciembre, la Comisión Europea aprobó un plan de 1.400 millones de euros para el desarrollo de energías renovables en las islas no interconectadas de Grecia, en particular, para las centrales híbridas que generan y almacenan tanto energía solar como eólica.

El marco regulatorio por Línea de Negocio

Generación Termoeléctica y Trading

Italia

Producción y mercado mayorista

Para el año 2021, las plantas de Brindisi Sud, Sulcis, Portoferraio y Assemini fueron admitidas al esquema de reintegración de costes. Para el año 2022, las plantas de Sulcis, Portoferraio y Assemini fueron admitidas a la reintegración de costes. La planta de Porto Empedocle está sujeta a un régimen de reintegración de costes plurianual hasta 2025; mientras que las centrales ubicadas en las islas menores tienen acceso legal a la retribución de costes para todos los años en que sean declaradas esenciales, incluidos 2021 y 2022.

El ingreso al régimen de reintegración de costes garantiza la cobertura de los costes de operación de las mencionadas plantas, incluyendo un retorno sobre el capital invertido. La Autoridad Reguladora de Redes de Energía y Medio Ambiente (ARERA) dispone la reintegración de los costes de generación, al neto de los ingresos obtenidos por las plantas, mediante anticipos y el reconocimiento de un saldo final en base a las solicitudes presentadas por el operador.

Para 2021 y 2022, la parte restante de la capacidad esencial fue contratada bajo contratos alternativos que prevén la obligación, en el MSD (Mercado de Servicios de Despacho), de oferta al alza/a la baja a precios no superiores/inferiores a los valores identificados sobre la base de métodos definidos por ARERA contra una prima fija.

Con la resolución n.° 43/2021/R/eel ARERA rechazó las solicitudes presentadas por Enel Produzione para el recálculo de los ingresos nocionales por los costes de cumplimiento del mecanismo "Emission Trading Scheme" (ETS) de la planta de Brindisi Sud para los años de 2017 a 2020, con la consiguiente reducción de las cuotas de reintegración adeudadas a la planta por estos años. Con posterior resolución n.° 67/2021/R/eel ARERA revaloriza en reducción el anticipo reconocido por la tasa de reintegración de Brindisi vigente para 2019, con el fin de alinear los criterios de cálculo del ingreso nocional con la mencionada resolución n.° 43/2021/R/eel. En abril de 2021, Enel Produzione presentó un recurso contra la resolución n.° 43/2021/R/eel ante el Tribunal Administrativo Regional de Lombardía, cuya sentencia se encuentra actualmente pendiente. En diciembre de 2021, también se interpuso recurso de apelación por causas adicionales contra la resolución n.° 476/2021/R/eel que aplicó los mismos criterios previstos en la citada resolución n.° 43/2021/R/eel para determinar un anticipo de la tasa de reintegración correspondiente a la planta esencial de Brindisi Sud para el año 2020.

El 28 de junio de 2019, el Ministro de Desarrollo Económico aprobó, por decreto, la regulación definitiva del mecanismo de retribución de la capacidad (el denominado "capacity market"). Los días 6 y 28 de noviembre de 2019 se realizaron las dos subastas madre con entrega 2022 y 2023 respectivamente: se asignó capacidad a Enel para ambos años. Algunos operadores y una asociación del sector impugnaron el decreto y los resultados de las dos subastas ante el Tribunal Administrativo Regional de Lombardía; dos operadores también impugnaron la decisión de la Comisión Europea por la que se aprueba el mecanismo italiano ante el Tribunal de la UE, cuya sentencia se encuentra actualmente pendiente. En abril de 2021, el Tribunal Administrativo Regional de Lombardía suspendió su propio juicio a la espera de las sentencias del Tribunal de la UE, al haber identificado una cuestión de prejudicialidad con respecto a dichos procedimientos.

ARERA confirmó el mecanismo de remuneración transitoria de capacidad (denominado "capacity payment") para los años 2020 y 2021, con el fin de asegurar la continuidad con el nuevo mercado de capacidad que producirá sus efectos económicos a partir de 2022.

Con el Decreto del Ministerio de Transición Ecológica de 28 de octubre de 2021 se aprueba la nueva regulación del mercado de capacidad, que será de aplicación a las subastas con entrega a partir del año 2024. En ejecución del decreto, Terna ha abierto los procedimientos colectivos para el año 2024 que tendrán lugar el 21 de febrero de 2022. De acuerdo con el decreto, sobre la base de los resultados de la subasta de 2024, se evaluará la convocatoria de una posible subasta para entrega correspondiente al año 2025.

Con Decreto Legislativo n.° 210, de 8 de noviembre de 2021, relativo a la transposición de la directiva de la UE 2019/944 sobre reglas comunes para el mercado interior de la energía eléctrica, se prevé el establecimiento de un mecanismo a plazo para la contratación de Terna mediante subastas competitivas de nuevos almacenamientos de energía eléctrica para dar soporte a la integración de las energías renovables y la seguridad de la red.

El requerimiento de abastecimiento será identificado a partir de un programa de desarrollo de nuevos almacenamientos definido a propuesta de Terna en coordinación con las distribuidoras.

La capacidad de almacenamiento adquirida se pondrá a disposición de los operadores del mercado a través de una plataforma centralizada específica gestionada por Gestore dei Mercati Energetici (GME).

El mecanismo de suministro será aprobado por el Ministro de Transición Ecológica sobre la base de una propues-

ta formulada por el Operador de Red elaborada según los criterios establecidos por ARERA. La implementación de la medida está sujeta a la aprobación de la Comisión Europea.

A fines de noviembre de 2021, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Legislativo n.º 199/2021, que implementa la Directiva 2018/2001 sobre la promoción de fuentes renovables. Este decreto también contiene disposiciones sobre las configuraciones de autoconsumo y energías renovables, que ya son objeto en Italia de las regulaciones experimentales introducidas por la Ley n.º 8/2020 (conversión del Decreto Legislativo 162/2019 "Milleproroghe") y medidas de implementación posteriores (resolución ARERA n.º 318/2020/R/eel y Decreto Ministerial de 16 de septiembre de 2020 del Ministerio de Desarrollo Económico). El Decreto Legislativo n.º 199/2021 prevé: dentro de los noventa días a partir de la fecha de entrada en vigor del propio decreto, la adopción por ARERA de una o más medidas en las que se definirán las reglas de implementación, y en un plazo de ciento ochenta días, la actualización por parte del Ministerio de Transición Ecológica de los mecanismos de incentivo para plantas de fuentes renovables que participan en sistemas de autoconsumo colectivo o comunidades de energías renovables según la normativa experimental. Este último continúa aplicándose en espera de la emisión de estas medidas.

Iberia

Medidas urgentes para mitigar el impacto de la subida de los precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, la protección del consumidor y la introducción de la transparencia en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad y gas natural

El 16 de septiembre entró en vigor el Real Decreto Ley (RDL) 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de los precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. Esta regla exige una reducción de la retribución percibida por la energía eléctrica generada por plantas no emisoras, ubicadas en la península y que no perciban retribución regulada. Esta reducción varía en función del precio mensual de la gasolina y estará vigente hasta el 31 de marzo de 2022.

Asimismo, mediante el RDL 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en el ámbito de la energía para la protección de los consumidores y la introducción de la transparencia en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad y gas natural, se ha aclarado que se excluirá la energía producida por las plantas en cuestión cuya energía ya haya sido vendida a través de instrumentos de cobertura a plazo con un precio fijo.

Subastas de energía renovable

El 20 de enero de 2021 se celebró la primera subasta de energía renovable en el ámbito del nuevo esquema retributivo del Real Decreto 960/2020 y en base a la Orden TED/1161/2020; como resultado, se adjudicaron 2.993 MW, de los cuales 1.995 MW son fotovoltaicos y 998 MW eólicos a un precio medio de 24,73 €/MWh.

El 19 de octubre de 2021 se llevó a cabo la segunda subasta de energías renovables, bajo el Régimen Económico de Energías Renovables. Se adjudicaron 3.124 MW, de los cuales 2.258 eólicos y 866 MW fotovoltaicos a un precio medio de 30,59 €/MWh.

El 30 de diciembre de 2021 se inició el procedimiento de adjudicación de la tercera subasta, prevista para el 6 de abril de 2022, por una cuota de 500 MW de plantas solares termoeléctricas, biomasa, solar fotovoltaica y otras tecnologías y otros 140 MW para pequeños proyectos fotovoltaicos y con participación local.

Propuesta de decreto ministerial sobre el precio del gas natural en Canarias y Melilla

Durante el mes de noviembre de 2021 se inició la elaboración de una propuesta de ordenanza por la que se aprueba el precio del gas natural para la producción de energía eléctrica en Canarias y Melilla, se establecen los valores unitarios de referencia del régimen retributivo adicional y se revisan algunos aspectos técnicos. Mediante esta ordenanza se permite el uso de gas natural en los Territorios No Peninsulares de Canarias y Melilla, y se fija el precio a establecer a los grupos de generación de estos territorios por el uso de este combustible.

Ordenanza de revisión de los precios de los combustibles en los Territorios No Peninsulares (NPT)

La ordenanza TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, revisó los parámetros de retribución técnica y económica de los Grupos de Generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (NPT) para el segundo período regulatorio 2020-2025. En relación con los precios de los combustibles, la citada Orden establecía que en el plazo de 3 meses los precios de los productos energéticos y logísticos serían revisados por Orden Ministerial con efectos a partir del 1 de enero de 2020. En este sentido, el 7 de agosto de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Decreto TED/776/2020, de 4 de agosto, con el que se revisan las referencias. Cabe señalar que el 16 de noviembre de 2021 la Corte Suprema dictó sentencia n.º 1337/2021 en relación con el recurso interpuesto por Endesa contra esta Ordenanza, solicitando la publicación de una nueva orden ministerial por parte de la Administración del Estado (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) para regular las subastas de carburantes.

Propuesta de ordenanza del mercado de capacidad

Durante el mes de abril de 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la elaboración de una propuesta de ordenanza que crea un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico Peninsular. La propuesta prevé un sistema de subasta ("pay as bid"), a través del cual se contratarán los requerimientos de potencia fija (MW) identificados en el análisis de cobertura

de la demanda realizado por el operador del sistema, Red Eléctrica de España SAU (REE).
El sistema de subasta está abierto a las instalaciones de generación, almacenamiento y gestión de la demanda existentes y de nueva generación, fijándose determinados requisitos en cuanto a los derechos máximos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) de las plantas participantes.
El anteproyecto de ordenanza también regula aspectos relativos a los distintos tipos de subasta previstos, los derechos y obligaciones de los proveedores de servicios de capacidad, incluido su régimen retributivo o el régimen de sanciones en caso de incumplimiento por parte de dichos sujetos.

Real Decreto Ley 12/2021, del 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética

El 25 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 12/2021, del 24 de junio, por el que se adoptan medidas fiscales urgentes con el fin de reducir el impacto del incremento del precio de la electricidad para los clientes. En particular, este Real Decreto Ley contempla las siguientes medidas:

- reducción del impuesto sobre el valor añadido (IVA) del 21% al 10%, y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021, para los suministros de energía eléctrica con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, siempre que el precio medio aritmético del mercado diario del último mes natural anterior al último día del período de facturación supere los 45 €/MWh, así como, en todo caso, para los beneficiarios del Bono Social que se encuentren en grave situación de vulnerabilidad o riesgo de exclusión social. Esta reducción del IVA fue posteriormente prorrogada hasta el 30 de abril de 2022 por el Real Decreto Ley 29/2021, del 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables;
- suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el tercer trimestre de 2021 que fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2021 por el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, y hasta el 31 de marzo de 2022 por el Real Decreto Ley 29/2021.

Además, el Real Decreto Ley establece que, si el sector eléctrico genera un superávit de beneficios en 2020, se destinará íntegramente a cubrir los desajustes temporales del ejercicio 2021.

Real Decreto Ley 29/2021, del 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables

El 22 de diciembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 29/2021 por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. Entre otras, se incluyen las siguientes medidas:

- en materia fiscal, y tal y como se ha indicado anteriormente, se prorroga hasta el 31 de abril de 2022 la reducción del impuesto especial sobre la electricidad y el impuesto sobre el valor añadido y la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica hasta el 31 de marzo de 2022;
- se introducen algunos cambios en el régimen asociado a los permisos de acceso y conexión, ampliando los plazos fijados por el Real Decreto Ley 23/2021, para facilitar el desarrollo de proyectos y recogiendo la posibilidad de renuncia voluntaria al permiso de acceso y conexión obtenido o en curso antes de la entrada en vigor del presente Real Decreto Ley, restituyendo las garantías.

Europa

Rusia

Mercado de la energía y la capacidad

El Decreto del Gobierno n.° 1977 del 1 de diciembre de 2020 estableció una tasa de indexación del 11,4% para las tarifas de capacidad regulada para los sujetos de generación que comienzan a vender capacidad en subastas de capacidad a largo plazo (KOM) a partir del 1 de enero de 2021 después de la terminación del período del contrato de suministro de capacidad a largo plazo (DPM).
El servicio federal antimonopolio ha definido las tarifas reguladas para el año 2021 (Ordenanza de 17 de diciembre de 2020 n.° 1227/20). En particular, las tarifas para el primer semestre de 2021 no se han modificado en comparación con el segundo semestre de 2020. Por el contrario, las tarifas para las plantas de Enel Rusia en el segundo semestre de 2021 se modificaron de la siguiente manera: KGRES: electricidad +2,9%; capacidad +4,4%, NGRES: electricidad +2,5%; capacidad +28%, SGRES: electricidad +1,8%; capacidad +3,4%.
El servicio federal antimonopolio ha definido las tarifas reguladas para el año 2022 con un incremento del 3% con respecto al segundo semestre del 2021.

América Latina

Chile

Revisión tarifaria – Introducción del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica

El 2 de noviembre de 2019 se publicó la Ley n.° 21.185 del Ministerio de Energía, que introdujo un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para clientes sujetos a regulación tarifaria. En consecuen-

cia, los precios a aplicar a los clientes regulados en el segundo semestre de 2019 se recondujeron a los aplicados en el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se definieron como "Precios Estabilizados para Clientes Regulados" (PEC).
Desde el 1 de enero de 2021 y hasta la fecha límite de aplicación de este mecanismo, los precios a aplicar serán los fijados semestralmente en base al artículo 158 de la Ley "Eléctrica" y no podrán ser superiores al nivel de los PEC anteriormente mencionados adecuados para tener en cuenta el índice de precios al consumidor (inflación).
Las diferencias entre el importe facturado aplicando el mecanismo de estabilización y la facturación teórica, considerando el precio que se habría aplicado de acuerdo con las condiciones contractuales con las distintas empresas distribuidoras de energía eléctrica, se contabilizarán como derechos de crédito para las facturas que se emitan a favor de las empresas de generación eléctrica por un máximo de 1.350 millones de dólares estadounidenses hasta 2023. Estas diferencias se registrarán en dólares estadounidenses y no devengarán intereses hasta finales de 2025. Los desajustes a favor de las empresas generadoras deberán recuperarse a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

Argentina

Revisión tarifaria - Nuevas resoluciones
Las empresas generadoras de electricidad venden al mercado la energía producida y su capacidad a un precio que debe ser fijado por el regulador del mercado, CAMMESA, así como su posterior ajuste tarifario o actualización.
El último ajuste tarifario que estableció una nueva remuneración para las empresas generadoras de energía eléctrica es el establecido mediante la resolución n.° 440 publicada el 21 de mayo de 2021 que resultó en un aumento del 29%. Este ajuste tarifario se aplicó retroactivamente a partir de febrero de 2021 cuando se aplicaron las tarifas establecidas mediante la resolución SE n.° 31 de 2020.
El 2 de noviembre de 2021 se publicó la resolución SE n.° 1.037/21 que establece la aplicación de un impuesto adicional a lo dispuesto en la resolución n.° 440 en la facturación por parte de las empresas generadoras que, utilizando centrales térmicas e hidráulicas, exporten energía a países limítrofes interconectados para todos los servicios realizados en el período comprendido entre el 1 de septiembre de 2021 y el 28 de febrero de 2022.
La recaudación de CAMMESA por este nuevo impuesto se destinará a un fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista que tendrá como fin último el financiamiento de nuevas obras de infraestructura en el sector energético y se destinará en base a la decisión de la Secretaría de la Energía.

Enel Green Power

Italia

El Decreto Ministerial del 4 de julio de 2019 preveía procedimientos competitivos basados en subastas a la baja (selección de proyectos en función del precio) y registros (selección de los proyectos en función de un criterio ambiental), según la capacidad instalada y por grupos tecnológicos, incluido el fotovoltaico. En concreto, hasta octubre de 2021, estaba previsto realizar siete procedimientos con:

- subastas a la baja, para plantas con una potencia superior a 1 MW;
- registros, para plantas con una potencia superior a 1 MW.

A diferencia de los decretos anteriores, el Decreto Ministerial de 4 de julio de 2019 preveía una nueva modalidad de apoyo a las fuentes renovables a través de contratos por diferencia bidireccionales, que aseguran que el productor adjudicatario devuelva las diferencias positivas entre el precio zonal y el precio adjudicado.
A 30 de septiembre de 2021, el coste medio indicativo de los incentivos concedidos a plantas alimentadas con fuentes renovables en Italia era de aproximadamente 2.700 millones de euros. Esta cantidad debe compararse con el techo establecido de 5.800 millones de euros, cuyo alcance supondrá el término de los mecanismos de incentivo.

El 30 de noviembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Legislativo del 8 de noviembre de 2021, n.° 199, por la que se aplica la Directiva (UE) 2018/2001 relativa a la promoción del uso de energía procedente de fuentes renovables (denominado Decreto Red II).
El Decreto establece que la capacidad no asignada en los procedimientos de licitación a que se refiere el Decreto Ministerial de 4 de julio de 2019, se subastará en procedimientos posteriores en el año 2022, hasta la publicación del nuevo calendario de licitación para los próximos 5 años.
Además, la disposición confirmó los mismos mecanismos de subasta a la baja para plantas con capacidad superior a 1 MW, previendo una excepción para plantas con capacidad superior a 10 MW que podrán acceder al mecanismo aunque no hayan completado el proceso de autorización.
Las plantas de capacidad inferior a 1 MW, por su parte, tendrán acceso directo a los incentivos, a excepción de las plantas de tecnología innovadora, que, en cambio, podrán acceder a través de licitaciones específicas.

España

En el primer semestre de 2021 finalizó la elaboración de toda la normativa de acceso y conexión a las redes para la nueva generación de energías renovables. En diciembre de 2020 se publicó el Real Decreto 1183/2020 sobre acceso y conexión a redes. En enero de 2021 se aprobó la Circular de la Comisión de Acceso y Competencia 1/2021 y en mayo de 2021 se establecieron las especificaciones detalladas para el acceso a las redes con la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Hasta el 1 de julio de 2021 no se podrán realizar solicitudes de acceso y conexión a las redes para nuevos proyectos de generación renovable (situación que se mantiene desde julio de 2020). A partir del 1 de julio se reabre la posibilidad y se hará con las nuevas normas. Con los nuevos criterios técnicos, en general, emerge un volumen importante de capacidad de acceso a la red. Se están incorporando medidas efectivas para frenar la especulación en el acceso a la red. La normativa prevé la posibilidad de lanzar licitaciones para la concesión de capacidad de acceso a la red tanto en los nudos de Transición Justa (*Just Transition*) como en el resto de los nudos de la red, con algunas consideraciones que difieren según el caso.

El 26 de enero de 2021 tuvieron lugar las subastas de 3.000 MW de generación renovable, reguladas por la resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía. Enel Green Power España resultó adjudicataria de 50 MW de tecnología solar fotovoltaica. En total, en la subasta se adjudicaron 2.036 MW de energía fotovoltaica y 998 MW de energía eólica.

En junio de 2021 se inició la elaboración de un anteproyecto de ley cuyo objetivo es reducir, a partir de la entrada en vigor de la ley, la retribución de las plantas de producción no emisoras de GEI puestas en funcionamiento antes de la entrada en vigor de la Ley n.º 1/2005 (ETS), en proporción a los mayores ingresos obtenidos por la incorporación del valor de los derechos de emisión de las tecnologías con emisión marginal a precio de mercado mayorista.

En noviembre de 2021 se publicó una Ordenanza Ministerial por la que se regulan las bases del Concurso de Capacidad de Acceso en el Eje de Transición Justa de Teruel. Por este motivo se cerró una gran central térmica de carbón propiedad de Endesa.
En la subasta, para la que deberá presentarse una propuesta en enero de 2022, se asignarán 1.200 MW de capacidad de acceso a la red a las mejores propuestas de proyectos de generación y almacenamiento a partir de fuentes renovables de alto impacto técnico, de madurez, ambiental y socioeconómico.

El Consejo de Ministros de 14 de septiembre de 2021 aprobó un Real Decreto Ley que contiene medidas de reforma del sistema eléctrico para reducir el incremento de la factura eléctrica del consumidor final. El principal aspecto incluido en el Real Decreto Ley, entre otros, es la reducción temporal de los ingresos de Generación en consideración al incremento del coste del gas, desde la entrada en vigor y hasta el 31 de marzo de 2022.
En octubre de 2021, mediante el Real Decreto 23/2021, se matizaron varios aspectos de esta reducción, entre ellos la exclusión de esta reducción de la energía producida por las plantas de producción de electricidad que se encuentra cubierta por algunos instrumentos de cobertura con determinadas características. Mensualmente, los productores deben realizar una declaración responsable sobre estos contratos. La mayor parte de la energía producida por Endesa está sujeta a contratos a plazo.

El 19 de octubre de 2021 se llevó a cabo la segunda subasta para la concesión del régimen económico de las energías renovables en virtud de la ordenanza TED/1161/2020. La subasta finalizó con un precio medio ponderado de 31,65 €/MWh para la tecnología fotovoltaica y de 30,18 €/MWh para la eólica.

Europa

Grecia

Tras la aprobación recibida por la Comisión Europea, el Ministro de Energía prorrogó el régimen retributivo de los servicios de interrumpibilidad vigente, hasta el 30 de septiembre de 2021. La interrumpibilidad es un servicio de respuesta a la demanda a través del cual el sistema se autoabastece de la voluntad de los consumidores industriales de interrumpir su consumo cuando sea requerido, a cambio de una retribución fijada por subasta. El régimen lo financian todos los productores que operan en el continente, incluido EGPH, a través de la cesión de un porcentaje de sus ingresos. El porcentaje aplicado es diferente en función de la tecnología de generación eléctrica utilizada: eólica = 1,8% (anteriormente 2%), pequeña hidroeléctrica = 0,8% (anteriormente 1%), fotovoltaica = 3,6% (sin cambios).

La resolución de la Autoridad Reguladora de la Energía (RAE) n.º 988/2021 publicada en diciembre de 2020 definió la aportación de la UOCC para el año 2022, igual a 0,581 €/MWh (para 2021 fue de 0,325 €/MWh). Esta tarifa se aplica a los ingresos mensuales de la producción de electricidad de todas las unidades renovables y de cogeneración en operación y sirve para cubrir los gastos operativos y de inversión de DAPEEP, el operador griego responsable de la gestión de incentivos para fuentes renovables y emisión de garantías de origen.

Rumanía

Ley n.º 259/2021 aprobó una serie de medidas para proteger a los consumidores y las empresas mediante la introducción de un mecanismo de recuperación de los ingresos de los generadores de energía renovable y baja en carbono en consideración a los altos precios de la energía. Para el período noviembre 2021 - marzo 2022, las ventas de energía eléctrica renovable, hidráulica y nuclear a precios superiores a 90 €/MWh tributarán *ex post* al 80%.

América Latina

Colombia

Ley de transición energética

El 10 de julio de 2021 se promulgó la Ley n.º 2099 que tiene como objetivo modernizar la legislación vigente y dictar disposiciones específicas para la transición energética con el fin de incrementar la promoción, el desarrollo y el uso de fuentes de energía no convencionales, así como para acelerar el proceso de recuperación económica del país y el fortalecimiento de las empresas proveedoras de energía eléctrica y gas. La ley establece beneficios fiscales asociados a las inversiones en fuentes de energía no convencionales, a la gestión eficiente de la energía, al desarrollo del hidrógeno, al desarrollo de proyectos de infraestructura destinados a mejorar el servicio de suministro eléctrico, la movilidad eléctrica y la medición inteligente del consumo.

América del Norte

Estados Unidos

Incentivos a las renovables

En junio de 2021, el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos complementó las pautas administrativas para la Sección 45 del "Production Tax Credit" (PTC) para inversiones en parques eólicos y para la Sección 48 del "Investment Tax Credit" (ITC) para las inversiones en plantas solares, dando a los proyectos un tiempo adicional para su puesta en marcha bajo el supuesto de que cumplen con los "continuity requirements" dentro del "continuity safe harbor". Las directrices también aclararon cómo cumplir con los requisitos de continuidad ("continuity requirements").

En concreto, las directrices:

- amplían el plazo de puesta en marcha a seis años para las plantas que iniciaron su construcción en 2016, 2017, 2018 o 2019;
- amplían el período de puesta en marcha a cinco años para las plantas que comenzaron a construirse en 2020; y
- proporcionan a los contribuyentes que no se amparan bajo el "continuity safe harbor" la opción de demostrar la continuidad utilizando el estándar "continuous efforts" en lugar del estándar más restrictivo "continuous construction", independientemente de si el proyecto había iniciado la construcción.

Explotación de personal en la cadena de suministro solar

En junio de 2021, posteriormente a varias denuncias, la aduana fronteriza de EE. UU. emitió una "withhold release order" (WRO) sobre productos a base de silicio fabricados por Hoshine Silicon Industry Co. Ltd (Hoshine) y sus filiales, a causa de las condiciones laborales de explotación de personal detectadas en la empresa. La WRO restringe la importación a los Estados Unidos de productos de polisilicio fabricados por Hoshine.

El efecto que esta situación tuvo dentro de la industria solar de los EE. UU. fue el aplicado por parte de la aduana de EE. UU. sobre los envíos de módulos solares fotovoltaicos, lo que provocó un retraso en la entrega de los envíos de equipos solares a los clientes finales, incluida Enel.

Todos los fabricantes de equipos solares fotovoltaicos tenían que presentar una documentación clara de su cadena de suministro para cumplir con los requisitos aduaneros estadounidenses, a fin de poder demostrar el origen específico del silicio de grado metalúrgico en los productos solares fotovoltaicos importados y demostrar la ausencia de productos de la marca Hoshine en cualquier parte de los procesos de extracción o fabricación.

El Código Ético y los procedimientos corporativos de Enel no permiten la explotación de trabajadores por parte de ningún proveedor o subcontratista del Grupo. No obstante, Enel ha reforzado sus controles y requisitos de documentación, revisando su cadena de suministro y monitorizando la implementación de la WRO por parte de los funcionarios de aduanas.

De forma independiente pero en relación al caso, en diciembre de 2021, el presidente Biden firmó la "Uyghur Forced Labor Prevention Act" (UFLPA). La UFLPA requiere que la Aduana de los EE. UU. aplique una presunción de que los bienes "extraídos, producidos o fabricados en su totalidad o en parte" en la Región Autónoma de Xinjiang Uyghur, se fabrican mediante explotación laboral y, por lo tanto, se prohíbe su importación a los Estados Unidos.

No se permitirá el ingreso de mercancías afectadas por esta presunción a menos que el importador demuestre que:

- cumple totalmente con las pautas y regulaciones gubernamentales;
- ha respondido total y sustancialmente a todos los requerimientos de la Aduana de EE. UU.; y
- ha probado "a través de evidencias claras y convincentes" que los bienes no se fabricaron mediante explotación laboral.

La industria del polisilicio es uno de los tres sectores particularmente afectados por la aplicación de la WRO, y esta afectación se extiende también a los equipos solares fotovoltaicos que podrían contener materias primas extraídas en la Región Autónoma de Xinjiang Uyghur.
La implementación de la ley estará guiada por un proceso de regulación administrativa en curso desde febrero de 2022 y que se espera que concluya en junio de 2022.

Como se establece en la Política de Derechos Humanos de Enel, el Grupo condena cualquier violación de los derechos humanos e impone el mismo estándar a sus socios y proveedores. El Código Ético y los procedimientos corporativos de Enel no permiten la explotación de trabajadores por parte de ningún proveedor o subcontratista del Grupo.

En particular, todas las empresas que pretendan participar en una licitación del Grupo Enel y, por tanto, que deseen pasar a formar parte del grupo de proveedores cualificados de la empresa, deberán adherirse a las políticas de la empresa, en particular las relativas a la gestión empresarial en pleno cumplimiento de los derechos humanos reconocidos internacionalmente, incluida la prohibición de la explotación laboral. Este requisito se incluye en los contratos de empresa que firman los proveedores.

Además, el sistema de cualificación de proveedores de Enel garantiza una meticulosa selección y evaluación de las empresas que deseen participar en los procedimientos de contratación. El sistema evalúa el cumplimiento de los requisitos técnicos, financieros, legales, ambientales, de salud y seguridad, de derechos humanos e integridad ética, para garantizar el adecuado nivel de calidad y fiabilidad de los contratos adjudicados.

Además del proceso ordinario de cualificación de proveedores, Enel lleva a cabo una actividad de evaluación de fábrica, que se centra en evaluar y monitorizar la calidad, producción, gestión de riesgos y logística de cada planta. A partir de 2021, Enel ha implementado una sección sobre la sostenibilidad de la cadena de suministro, que aborda los aspectos clave de la explotación laboral y las prácticas éticas.

El informe "In Broad Daylight: Uyghur Forced Labor and Global Solar Supply Chains" incluye cuatro proveedores con los que Enel mantiene relaciones contractuales en la lista de empresas supuestamente relacionadas con casos de explotación laboral a lo largo de su cadena de suministro. Por esta razón, el Grupo reforzó los controles en materia de derechos humanos:

- exigiendo a los proveedores que proporcionen una trazabilidad detallada de su cadena de suministro;
- solicitando una visita presencial a las plantas de los proveedores y subcontratistas para verificar el cumplimiento de los términos y condiciones contenidos en sus contratos con Enel;
- solicitando que se compartieran las mejores prácticas en relación con el contenido de los códigos éticos (o documentos similares) de los proveedores de Enel.

En febrero de 2022, no se detectó ninguna evidencia de que los proveedores y subcontratistas de Enel produzcan bienes y materiales en condiciones que no respeten los derechos humanos.

Enel también ha adoptado un enfoque ecosistémico, trabajando junto con otras empresas de servicios públicos, proveedores y asociaciones sectoriales, para promover declaraciones internacionales de sector destinadas a garantizar el pleno respeto de los derechos humanos. En este contexto y en un esfuerzo global para garantizar que la cadena de suministro de la industria solar esté libre de prácticas de explotación laboral, Enel Green Power North America, con sede en los Estados Unidos, se ha adherido al "Solar Industry Forced Labor Prevention Pledge" y se compromete a dar soporte al desarrollo de un protocolo de trazabilidad de la cadena de suministro por parte de la Solar Energy Industry Association. En Europa, Enel Green Power también ha firmado la declaración pública de Solar Power Europe sobre la explotación laboral en la Región china de Xinjiang.

Ley bipartidista sobre infraestructuras

En noviembre de 2021, el presidente Biden firmó una ley bipartidista sobre infraestructuras de 1 billón de dólares, desbloqueando fondos para nuevos gastos en carreteras, puentes, acueductos, banda ancha y otros proyectos en los años fiscales 2022-2026.
La nueva ley también contiene disposiciones para incentivar la expansión de la red eléctrica del país y dar soporte a las tecnologías de energía limpia existentes y nuevas. También contiene disposiciones para dar soporte a las plantas de energía nuclear y las plantas hidroeléctricas existentes, limpiar los terrenos mineros abandonados y facilitar el acceso a los minerales críticos necesarios para la producción de energía limpia. De potencial interés para Enel, el proyecto de ley bipartidista sobre infraestructuras incluye las siguientes disposiciones:

- infraestructura de cargadores de vehículos eléctricos: el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) y el Departamento de Transporte de los Estados Unidos (DOT), a través de la Federal Highway Administration, invertirán 5.000 millones de dólares en el National EV Formula Program, para crear una red de cargadores de vehículos eléctricos a lo largo de las autopistas interestatales. Los fondos se dividirán en cinco años entre los estados. El plan está orientado a fomentar la confianza en los coches eléctricos garantizando que los conductores siempre tengan un lugar próximo para recargarlos. Los dos Departamentos también trabajarán con los estados para invertir 2.500 millones de dólares

durante cinco años en subvenciones para infraestructuras de combustibles alternativos;
- autobuses eléctricos: el DOT, a través de la Federal Transit Administration, invertirá 5.300 millones de dólares en financiaciones en cinco años como subvenciones a las agencias de transporte para el "Low or No Emission Vehicle Program". El programa da soporte a las agencias de transporte en la compra o arrendamiento de autobuses y otros vehículos de bajas o nulas emisiones que utilizan tecnologías como las baterías;
- autobuses escolares eléctricos: la US Environmental Protection Agency, a través del Clean School Bus Program, invertirá 5.000 millones de dólares durante cinco años en forma de subvenciones y descuentos para agencias gubernamentales estatales o locales, así como para contratistas. Los contratistas elegibles incluyen entidades con o sin fines de lucro que tengan la capacidad de vender autobuses escolares limpios, autobuses de cero emisiones, infraestructuras de carga o de suministro, u otras instalaciones necesarias para cargar, alimentar o mantener autobuses escolares limpios/de cero emisiones; u organizar la financiación de dichas ventas;
- segunda vida de baterías EV para servicios de red: el DOE se propone conceder subvenciones para la investigación y el desarrollo que permitan demostrar que es posible dar una segunda vida a las baterías EV que se han utilizado para hacer funcionar vehículos eléctricos, así como para tecnologías y procesos para el reciclaje final y eliminación de baterías EV;
- respuesta a la demanda: el proyecto de ley establece un nuevo estándar para considerar la inversión en gestión de la respuesta a la demanda a fin de ampliar el alcance del programa federal de administración de la energía para incluir la respuesta a la demanda en los planes estatales de conservación de energía;
- mejorar la red: el DOE está autorizado a destinar 5.000 millones de dólares en acuerdos de cooperación o subvenciones para fortalecer y mejorar la resiliencia y la fiabilidad, así como 3.000 millones de dólares adicionales para el ya existente "Smart Grid Investment Matching Grant Program";
- política de transmisión: el proyecto de ley proporciona 2.500 millones de dólares en préstamos y/o financiamientos directos a desarrolladores de transmisión privados para aportar estabilidad financiera a los proyectos de transmisión propuestos. El DOE puede poner su red a disposición del particular; hacer préstamos; o entrar en una asociación público-privada.

Acciones políticas

En mayo de 2021, el estado de Texas promulgó una ley en respuesta a un evento de frío extremo que tuvo lugar en febrero de 2021. La legislación establecía la necesidad por parte de la Public Utility Commission ("PUC") de desarrollar e implementar reglas en los sectores de gas natural y electricidad para satisfacer las demandas energéticas del sistema eléctrico durante eventos climáticos extremos y períodos de baja producción de energía renovable.

Además, se aprobó una ley para titulizar la mayor parte de los impagos derivados del temporal invernal del mes de febrero, reduciendo el importe total a cargo de los operadores del mercado (reduciendo así la responsabilidad de Enel).

Finalmente, se aprobó una normativa para limitar la capacidad de las empresas para celebrar acuerdos con empresas de propiedad extranjera como China, Irán, Corea del Norte y Rusia si tales acuerdos proporcionaban a estas empresas extranjeras acceso directo o remoto a la red eléctrica de Texas.

En agosto de 2021, el estado de Illinois promulgó una ley para aumentar los objetivos RPS (*Renewable Portfolio Standard*) del estado, conceder incentivos para vehículos eléctricos y autobuses eléctricos, y crear nuevos programas de almacenamiento de energía y modernización de la red.
Illinois pasará al 100% de energía limpia para 2050, con objetivos intermedios del 50% para 2040 y del 40% para 2030. La legislación se traduce en el cierre de plantas de carbón privadas, por más de 25 MW para 2030; las plantas públicas de carbón/gas natural cerrarán en 2045. De cara a 2030, Illinois tendrá 1 millón de vehículos eléctricos en circulación, con 10 millones de dólares anuales para convertir flotas estatales y locales. También se han dispuesto políticas para crear objetivos para los BESS (*Battery Energy Storage System*).
Se requerirán contratos de trabajo por proyecto para todos los nuevos proyectos solares y eólicos a escala industrial, y la industria de las energías renovables debe informar sobre los objetivos de diversidad e inclusión a partir de abril de 2022.

En julio de 2021, la legislatura de Missouri aprobó un cambio en la evaluación fiscal de los parques eólicos que aumentó la exposición fiscal de los activos que han estado operando en el estado durante más de 5 años del 35% del valor estimado al 37,5%.

Nueva Jersey implementó un programa de incentivos de energía solar renovable a escala industrial administrado por la Bureau of Public Utilities del estado. Además, en julio de 2021, la legislatura de Nueva Jersey aprobó una ley que permitirá el desarrollo solar en tierras agrícolas, lo que permitirá al estado cumplir con sus objetivos de desarrollo solar.

Connecticut aprobó una ley en junio de 2021 que establece un objetivo de almacenamiento de energía con batería de 1 GW de cara a 2030.

Colorado y Nevada aprobaron una ley en junio de 2021 que exige que las empresas de servicios públicos de cada estado se unan a una organización regional de transmisión de cara a 2030.

Canadá

Canadá anunció un plan climático reforzado llamado "A Healthy Environment and a Healthy Economy" en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) en noviembre de 2021, para alcanzar el objetivo reforzado del Acuerdo de París de reducir las emisiones de cara a 2030 en un 40-45% con respecto a los niveles de 2005. El "Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act", convertido en ley el 29 de junio de 2021, consagra el compromiso de Canadá de alcanzar una cuota de emisiones netas cero de cara a 2050. Esta ley garantiza la transparencia y la responsabilidad mientras el Gobierno trabaja para alcanzar sus objetivos.

El Ministro de Medio Ambiente y Cambio Climático establecerá a finales de marzo de 2022 el plan de reducción de emisiones del país de cara a 2030.
La ley exige la participación pública y un asesoramiento independiente a fin de guiar los esfuerzos del Gobierno canadiense. Como parte del plan, el Gobierno de Canadá lanzó el "Net-Zero Accelerator Fund" de 8.000 millones de dólares para ayudar a los grandes emisores a reducir sus emisiones.

En agosto de 2021, el Gobierno de Canadá lanzó su fondo de 2.190 millones de dólares a cinco años para ayudar a los proveedores de servicios de transporte a abandonar los antiguos motores de combustibles fósiles para sustituirlos por vehículos de cero emisiones. El "Zero Emission Transit Fund" forma parte de la inversión de 11.900 millones de dólares del gobierno federal en transporte público y se suma a la inversión prevista por el Canada Infrastructure Bank de 1.190 millones de dólares en autobuses de cero emisiones a través de su plan de crecimiento trienal. Este fondo tiene como objetivo ayudar a los operadores de transporte público y autobuses escolares a planificar la migración a vehículos eléctricos, dando soporte a la compra de 5.000 autobuses de cero emisiones y a la construcción de la infraestructura de apoyo, incluidas las instalaciones de carga. Los municipios, los distritos escolares y las asociaciones privadas podrán trabajar con el gobierno en busca de oportunidades potenciales.

Durante las elecciones federales de septiembre de 2021, el Partido Liberal (gobierno actual) se comprometió a duplicar la capacidad actual de energía limpia de Canadá para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas de cara a 2050. El Canadian Infrastructure Bank ya está actualmente aportando 5.000 millones de dólares para permitir el progreso en la producción, transmisión y almacenamiento de energía limpia y, para ello, se comprometió a invertir 1.000 millones de dólares adicionales durante los próximos cuatro años para dar soporte a proyectos de energía renovable y modernización de redes. Si bien el gobierno federal no tiene responsabilidad directa sobre las redes eléctricas de Canadá (jurisdicción provincial), se ha comprometido a:

- introducir un "Clean Electricity Standard" para alcanzar un sistema de electricidad 100% con cero emisiones de cara al 2035;
- desarrollar créditos fiscales adicionales en las inversiones para diferentes soluciones de energía renovable y de almacenamiento de baterías, a fin de acelerar el despliegue de energía limpia en toda la red;
- crear un Consejo Pan-Canadiense de la Red en asociación con las provincias, los territorios, las poblaciones autóctonas, el sector privado, los trabajadores y la sociedad civil:
  - el Consejo de la Red trabajará para establecer estándares nacionales, mejores prácticas e incentivos para promover la inversión en infraestructura, redes inteligentes, la integración de la red y la innovación en el sector eléctrico, con el objetivo de convertir a Canadá en el productor de electricidad más fiable, asequible y libre de carbono del mundo;
  - el Consejo de la Red promoverá los enfoques más rentables para la planificación y el desarrollo del sistema eléctrico en Canadá, favoreciendo simultáneamente su competitividad a fin de vender más energía limpia canadiense a los Estados Unidos.

África, Asia y Oceanía

Sudáfrica

La empresa de servicios públicos Eskom comenzó la disociación de la transmisión con la creación, en diciembre, de la National Transmission Company South Africa (NTCSA), que se espera que esté operativa en 2022. La disociación facilitará la competencia en el sector de la generación y permitirá un acceso a la red de forma no discriminatoria.

India

En 2021, el Gobierno concedió a los IPP (*Independent Power Producers*) una prórroga de 2 meses y medio para la puesta en marcha de plantas de fuentes renovables debido a la situación de emergencia del COVID, siempre que los IPP no solicitaran nuevas prórrogas o aumentos en las tarifas de sus *Power Purchase Agreements* (PPA). Posteriormente, el gobierno suavizó esta condición permitiendo que los IPP solicitaran más prórrogas en función de las condiciones establecidas en sus PPA. Enel Green Power India aprovechó la ampliación de la prórroga para el Proyecto Coral de 285 MW.

El Ministerio de Energía introdujo dos reglas que refjuerzan el estado de "ejecución obligatoria" para proyectos renovables, protegiendo a los IPP contra restricciones arbitrarias y asegurando la recuperación oportuna en caso de un cambio en la ley.

Para promover proyectos de energía renovable, el gobierno renunció a las tarifas de transmisión para proyectos renovables que vendieran electricidad producida a través de PPA a largo plazo. Luego, el gobierno amplió el alcance de esta excepción al permitir la cancelación de las tarifas de transmisión también a proyectos con contratos de venta a corto plazo y en mercados energéticos. La no aplicabilidad de tarifas de transmisión es una ventaja para nuestros proyectos.

Corea del Sur

El principal esquema para dar soporte al desarrollo de las energías renovables en Corea es el "Renewable Portfolio Standard" (RPS), que obliga a los generadores convencionales con capacidad > 500 MW a adquirir anualmente una determinada cantidad de electricidad de fuentes renovables. Esta cuota aumentará gradualmente en un 2% en 2012 hasta alcanzar un 25% en 2030. En 2021 el porcentaje fue del 9%.

El cumplimiento con el RPS, es decir, el porcentaje obligado de energía procedente de fuentes renovables, puede alcanzarse también mediante la construcción de plantas renovables o mediante la compra de certificados verdes (REC). El número de REC que un generador RES puede vender por cada MWh producido depende del llamado "multiplicador", que difiere según la fuente de energía. Los valores de los multiplicadores se han actualizado en agosto de 2021: se ha suprimido el muy ventajoso multiplicador (x4) para BESS + RES, el de eólica terrestre se ha aumentado de x1 a x1,2; mientras que el de energía solar fotovoltaica sigue siendo inferior a 1 (x0,8).

Otra importante reforma normativa de 2021 fue la introducción de una serie de herramientas para facilitar el suministro de energía renovable por parte de las empresas adheridas a la iniciativa RE100, con el objetivo (voluntario) de utilizar el 100% de energía verde para alimentar sus negocios. Entre las herramientas más interesantes para Enel Green Power se encuentra la *REC trading platform*, que permite el intercambio directo de REC entre generadores y empresas; así como también los *Third Party PPA* y los *Direct PPA* que, al permitir la compra y venta de electricidad renovable entre usuarios finales y generadores sin pasar por el mercado energético, pueden representar nuevas y potencialmente atractivas rutas de acceso al mercado.

Infraestructuras y Redes

Italia

La regulación tarifaria relativa al quinto período (2016-2023) se rige por ARERA con resolución n.° 654/2015/R/eel. Este período tiene una duración de 8 años y se divide en dos semiperíodos, de 4 años cada uno, identificados como NPR1 (2016-2019) y NPR2 (2020-2023).
En cuanto al período NPR2, ARERA publicó la resolución n.° 568/2019/R/eel, con la que actualizó el reglamento tarifario para los servicios de distribución y medida en vigor en el cuatrienio 2020-2023, publicándose los nuevos textos integrados (TIT 2020-2023 y TIME 2020-2023).
Mediante resolución n.° 639/2018/R/com, ARERA fijó el valor del WACC para distribución y medición de energía eléctrica en 5,9%, con vigencia para el trienio 2019-2021.
Se actualizó el método para la determinación del WACC para el período 2022-2027 con la resolución n.° 614/2021/R/com, estableciendo un valor de 5,2% para distribución y medición de energía eléctrica. El reglamento prevé una actualización del valor para el período 2025-2027, así como la posibilidad de una actualización anual (en 2023 y 2024), en caso de que algunos indicadores financieros dieran lugar a un cambio en el WACC de al menos el 0,5%.

En cuanto a las tarifas de distribución y medición, la Autoridad publicó las tarifas de referencia definitivas para el año 2020 en base a la actualización de los datos del balance final del año 2019 (resolución n.° 131/2021/R/eel) y las tarifas de referencia provisionales para el año 2021, con base en los datos de los activos anteriores a los estados financieros relativos al 2020 (resolución n.° 159/2021/R/eel). Las tarifas de referencia definitivas para el año 2021 se publicarán en el transcurso del año 2022.

En cuanto a la calidad del servicio, ARERA, mediante resolución n.° 646/2015/R/eel y modificaciones posteriores, ha definido la regulación en función de la producción de los servicios de distribución y medida de energía eléctrica, que incluye los principios de regulación para el período 2016-2023 (TIQE 2016-2023). Con la resolución n.° 566/2019/R/eel, ARERA concluyó la actualización de la TIQE para el semiperíodo 2020-2023, proponiendo herramientas orientadas a cerrar las brechas en materia de calidad de servicio que existen todavía entre las distintas zonas del país, teniendo en cuenta los plazos de implementación de las intervenciones en la red, así como los efectos del cambio climático.
Con las resoluciones n.° 212/2021/R/eel y 537/2021/R/eel, ARERA definió las primas por las intervenciones para la

resiliencia concluidas por distribución electrónica en los años 2019 y 2020 elegibles para el mecanismo de bonificación-penalización de conformidad con la resolución n.º 668/2019/R/eel, que introdujo un mecanismo de incentivo a las inversiones destinadas a aumentar la resiliencia de las redes de distribución, en términos de resistencia a las tensiones derivadas de eventos climáticos extremos.

En referencia a las relaciones entre distribuidores y comercializadores, el 1 de enero de 2021, mediante resolución n.º 261/2020/R/eel, entró en vigor la nueva versión del Código de Redes de transporte eléctrico que, por efecto de la reducción en los plazos de extinción del contrato de transporte por incumplimiento por parte del vendedor, redujo la exposición crediticia del distribuidor. En consecuencia, se redujo el importe de las garantías que todo vendedor debe prestar a los distribuidores para cubrir el servicio de transporte prestado (pasando de un nivel de cobertura que oscilaba entre 3 a 5 meses de facturación del comerciante a un nuevo rango comprendido entre 2 y 4 meses).

Eficiencia energética - Certificados blancos

El Decreto del Ministerio de Transición Ecológica del 21 de mayo de 2021 modificó el Decreto ministerial del 11 de enero de 2017, ya modificado por el Decreto del Ministerio de Desarrollo Económico del 10 de mayo de 2018. El texto fijó los objetivos cuantitativos nacionales para las empresas distribuidoras de electricidad y gas para los años 2021-2024 e intervino en referencia al año de la obligación 2020, disponiendo una reducción de los objetivos del 60%. Como parte del decreto, también se actualizaron los métodos para el cumplimiento de la obligación por parte de las empresas distribuidoras y la restauración de los costes correspondientes.

Iberia

Metodología de tarifas y cargos del sistema eléctrico

El 18 de marzo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo de 2021, por el que se establece la metodología para el cálculo de los cargos del sistema eléctrico. Asimismo, el 28 de marzo se publicó la Circular 3/2021, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, mediante la cual se establece la metodología para el cálculo de las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica. En este sentido, las nuevas tarifas de acceso a la red de transmisión y distribución, así como los nuevos cargos del sistema eléctrico, entraron en vigor el 1 de junio de 2021, mediante resolución de 18 de marzo de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, y la Ordenanza TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de las tarifas del sistema eléctrico y pagos por capacidad aplicables a partir del 1 de junio de 2021.

Por otro lado, el 15 de septiembre de 2021 se publicó el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de los precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, que redujo los cargos del sistema eléctrico en aproximadamente un 96%, del 16 de septiembre de 2021 al 31 de diciembre de 2021, en comparación con los vigentes a partir del 1 de junio de 2021.

Metodología para el cálculo de los cargos del sistema gasista

El 30 de diciembre de 2020 se publicó el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de las tarifas del sistema gasista. Entró en vigor el 1 de octubre de 2021. El 29 de septiembre de 2021 se publicó la Ordenanza TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista para el período comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022. El importe a recuperar por cargos de este período es de 26,9 millones de euros.

Tarifa eléctrica para 2021

El 29 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ordenanza TEC/1271/2020, de 22 de diciembre, por la que se establecen diversos costes del Sistema Eléctrico para el año 2021 y se prorrogan los peajes de acceso a la energía eléctrica hasta la entrada en vigor de los peajes que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
Asimismo, el 23 de marzo de 2021 se publicó en el BOE la resolución de 18 de marzo de 2021 de la CNMC, por la que se aprueban los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.
El 22 de abril de 2021 se publicó en el BOE la Ordenanza TED/371/2021, de 19 de abril de 2021, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico aplicables a partir del 1 de junio de 2021.
Finalmente, con el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, se han reducido las tarifas eléctricas en aproximadamente un 96% desde su entrada en vigor y hasta el 31 de diciembre de 2021.

Tarifa eléctrica para 2022

El 22 de diciembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la resolución de 16 de diciembre de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen los valores de los peajes de acceso al transporte y redes de distribución de electricidad aplicables a partir del 1 de enero de 2022,

que suponen una reducción media del 5,4% respecto a los valores del 1 de junio de 2021.
El 30 de diciembre se publicó en el BOE la Ordenanza TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se fijan los precios de las tarifas del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el año 2022. Los nuevos cargos para 2022 suponen una reducción media de aproximadamente un 31% respecto a los cargos aprobados el 1 de junio de 2021.

Tarifa del gas natural para 2021

La Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó la metodología para el cálculo de las tarifas de transporte, redes locales y regasificación de gas natural y, entre otros aspectos, estableció que esta Comisión debe fijar los valores de los peajes de acceso a las plantas de regasificación y, en su caso, las condiciones de facturación del período de funcionamiento de los peajes de transporte y distribución, aplicables a partir del 1 de octubre de 2020.
El 29 de diciembre de 2020 se publicó la resolución de 21 de diciembre de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece la Tarifa de Último Recurso (TUR) del Gas Natural a partir del 1 de enero de 2021, con una subida media del 4,6% y del 6,3% según se trate de Tarifa de Última Instancia 1 (TUR1) o Tarifa de Última Instancia 2 (TUR2), respectivamente, por el incremento del coste de la materia prima. Estos valores se mantuvieron vigentes durante todo el primer semestre de 2021 al no cumplirse la condición necesaria de que el coste de la materia prima varíe menos del +/- 2% para ser actualizado.
El 30 de junio de 2021 se publicó la resolución de 24 de junio 2021 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece la Tarifa de Último Recurso (TUR) del Gas Natural a partir del 1 de julio de 2021, con una subida consecuente del 2,9% y del 3,9% según se trate de Tarifa de Última Instancia 1 (TUR1) o Tarifa de Última Instancia 2 (TUR2), respectivamente, por el incremento del coste de las materias primas.
Finalmente, el 29 de septiembre de 2021 se publicó la resolución de 26 de septiembre de 2021 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la Tarifa de Último Recurso (TUR) del Gas Natural, a aplicar a partir del 1 de octubre de 2021, y que, en cumplimiento del Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, se traduce en un incremento del 0,9%, 4,6% y 11,2% según se trate de la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), Tarifa de Último Recurso 2 (TUR 2) o Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3), respectivamente.

Tarifa del gas natural para 2022

El pasado 27 de diciembre se publicó la resolución de 22 de diciembre de 2021 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se hace pública la Tarifa de Último Recurso del Gas Natural a aplicar en el primer trimestre de 2022, y por la que, teniendo en cuenta lo dispuesto por el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, se traduce en un incremento aproximado del 5,4%, 6,8% y 7,5% respectivamente para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) o la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3).

Propuesta de retribución de la actividad distributiva del 2017 al 2019

Durante el mes de noviembre de 2021 se inició la elaboración de una propuesta de Ordenanza por la que se aprueba el incentivo o sanción para la reducción de pérdidas en la red de distribución eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución de base del año 2016 para varias empresas distribuidoras y se aprueba la remuneración de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Subvenciones directas a las empresas de distribución de electricidad

El 22 de diciembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1125/2021 que impulsa la digitalización de las redes de distribución y la recarga de infraestructuras en la vía pública a través de la ayuda de fondos europeos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
El importe de la ayuda será de 525 millones de euros para el período 2021-2023, que se repartirán entre las distribuidoras en función de su cuota de retribución. Las empresas distribuidoras deberán presentar estas acciones, cuya inversión cofinanciarán al 50%, dentro de sus planes anuales de inversión, junto con otra información complementaria relativa a los impactos en el empleo, la cadena de valor industrial y la penetración de las renovables, así como programas digitales para mejorar la calidad del servicio al cliente.

Proyecto de Ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE)

El 1 de junio de 2021, el Consejo de Ministros aprobó el proyecto de ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico que está pendiente de aprobación por el Congreso de los Diputados, para que entre en vigor y se reparta entre los diferentes vectores energéticos el coste de políticas de fomento de las energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y valorización energética de residuos.
El FNSSE, que tendrá un proceso de implantación gradual de 5 años, se financiará con las aportaciones de los operadores de los distintos sectores energéticos, los impuestos derivados de la Ley 15/2012, el producto de las subastas de derechos de emisión de CO_2 y con el límite del 10% del valor anual del Fondo, con partidas de los presupuestos generales del Estado o con fondos de la UE.

Europa

Rumanía

En Rumania, los distribuidores de energía (DSO) compran electricidad en los mercados mayoristas para cubrir las pérdidas de la red. El precio reconocido *ex ante* por el Regulador para esta adquisición en 2021 fue ampliamente superado por los precios de cierre de los mercados mayoristas de electricidad, con graves impactos en los flujos de efectivo de los DSO. El método tarifario contempla la recuperación de pérdidas de red, de hecho la diferencia de costes de adquisición del año t se recupera a través de las tarifas de distribución del año t+2; esto generó presión en los balances de 2021 de los DSO, con impactos negativos en el capital de trabajo.

América Latina

Chile

Resolución CNE n.° 176/2020 - Actividad exclusiva

El 9 de junio de 2020, se publicó la resolución n.° 176 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), por la cual se determina el contenido de la obligación de actividad exclusiva y contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica de conformidad con lo dispuesto en la Ley 21.194.

Con base en lo dispuesto en esta resolución, las empresas concesionarias del servicio público de distribución que operen en el sistema eléctrico nacional chileno deberán ser empresas con actividad exclusiva de distribución y solo podrán desarrollar una actividad económica destinada a prestar el servicio público de distribución, en cumplimiento de la legislación vigente. Las normas contenidas en la citada resolución se introdujeron a partir del 1 de enero de 2021. Cuando por necesidades justificadas no fuera posible hacerlo en esa fecha, con la oportuna comunicación a la CNE, se podrá retrasar la aplicación de esta resolución, pero, en todo caso, a más tardar el 1 de enero de 2022.

Ley n.° 21.249 - Medidas extraordinarias a favor de los usuarios finales de los servicios de salud, energía eléctrica y gas

El 8 de agosto de 2020 se aprobó la Ley n.° 21.249, que introdujo medidas extraordinarias a favor de los clientes más vulnerables, medidas que, en gran parte, Enel Distribución Chile ya venía aplicando de manera voluntaria. Entre estas medidas se encuentra la suspensión de la interrupción del suministro por morosidad y la posibilidad de abonar a plazos el pago de la deuda de energía eléctrica por parte de los clientes definidos como vulnerables. Estas medidas fueron ampliadas y reforzadas con la Ley n.° 21.340 hasta el 31 de diciembre de 2021 o la finalización del período de emergencia por la pandemia del COVID-19.

Precio Nudo Promedio

El 20 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el "precio nudo promedio" a aplicar a partir del 1 de julio de 2020, mientras que el 20 de mayo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el "precio nudo promedio" a aplicar a partir del 1 de enero de 2021. Considerado el mecanismo de estabilización de precios establecido por la Ley n.° 21.185, la publicación de estos decretos no tuvo efecto en la tarifa del cliente final.

Precio Nudo de Corto Plazo

El 3 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto n.° 12T/2020, por el cual se fijó el "precio nudo" del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de octubre de 2020.

El 22 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el Decreto n.° 3T/2021, por el cual se fijó el "precio nudo" del suministro de energía eléctrica, válido a partir del 1 de abril de 2021.

Determinación de las tarifas de distribución 2020-2024

El proceso de fijación de precios para el período 2020-2024 aún está en curso. Por el momento, las tarifas continúan aplicándose de acuerdo con la metodología vigente para el período 2016-2020.

Argentina

Revisiones de tarifas

Hasta que se alcance la aprobación de una revisión de la tarifa completa final, se otorga la facultad a ENRE de establecer ajustes tarifarios provisionales a fin de garantizar la estabilidad en la prestación de los servicios.

El 21 de marzo de 2021 con la resolución ENRE n.° 79/2021 se definió el nuevo marco tarifario transitorio, que fue posteriormente incrementado en un 9% mediante la resolución n.° 106 del 30 de abril de 2021, quedando pendiente el Proceso de Renegociación de la Tarifa Integral.

Mediante resoluciones n.° 263/2021 y 266/2021 el ENRE aprobó nuevos marcos tarifarios de aplicación a partir del 1 de agosto de 2021. Estos únicamente ajustan el precio estabilizado estacional para grandes clientes (con consumos superiores a 300 kWh mensuales) según lo dispuesto por la resolución de la Secretaría de Energía 748/21. La tarifa media pasa de 5,020 a 5,176 $/kWh (+3,1%).

Brasil

Revisión tarifaria de Enel Distribuição Ceará

Las últimas revisiones tarifarias completas aprobadas para cada distribuidora brasileña perteneciente al Grupo Enel datan de 2018 (para Enel Distribuição Rio de Janeiro y Enel Distribuição Goiás) y 2019 (para Enel Distribuição Ceará y Enel Distribuição São Paulo). Las próximas revisiones tarifarias están previstas para 2023.

Los últimos ajustes tarifarios se resumen a continuación:

		Incremento medio	
Sociedad	Fecha de ajuste tarifario	Alta tensión	Baja tensión
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Marzo de 2021	+10,38%	+4,63%
Enel Distribuição Ceará	Abril de 2021	+10,21%	+8,54%
Enel Distribuição São Paulo	Junio de 2021	+3,67%	+11,38%
Enel Distribuição Goiás	Octubre de 2021	+14,21%	+17,32%

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de la red de distribución. Las tarifas de distribución se definen cada cinco años y se actualizan mensualmente con base en el Índice de Precios al Productor (IPP).

Revisiones de tarifas

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) con resolución n.° 122 de 2020 fijó las tarifas de distribución de la empresa Codensa para el período 2018-2023.

En junio de 2021, con resolución n.° 068 de 2021, CREG aprobó la actualización del plan de inversiones de Codensa.

Perú

En Perú, el proceso de determinación de las tarifas de distribución se lleva a cabo cada cuatro años y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" (VAD). Excepcionalmente, el último ciclo tarifario fijó una duración de cinque años. Por lo tanto, en 2018 se completó el proceso de determinación del VAD para el período 2018-2022.

La regulación peruana sigue el esquema de la denominada "Empresa Modelo", por lo que en cada proceso tarifario se fijan los costes de inversión y operación necesarios para atender la demanda de energía eléctrica en el área de concesión que serán reconocidos en la tarifa a la distribuidora. El VAD se determina individualmente para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

Mercados finales

Italia

El marco regulatorio vigente sobre la superación de la protección en el sector eléctrico (Ley de Competencia n.° 124/2017, en su última modificación por el Decreto Legislativo "Implementación del PNRR" n.° 152/2021 convertido en Ley n.° 233/2021) establece un aplazamiento escalonado para la eliminación de la protección de precios: hasta el 1 de enero de 2021 para pequeñas empresas, hasta el 1 de enero de 2023 para microempresas y hasta enero de 2024 para clientes domésticos. En lo que respecta al sector gas, se espera la superación del régimen de protección el 1 de enero de 2023 para clientes domésticos y condominios.

En referencia al fin de la protección a las pequeñas empresas del sector eléctrico (1 de enero de 2021), el 31 de diciembre de 2020 se emitió el decreto del MiSE que implementa la Ley de Competencia que delega a ARERA la definición de las medidas de transición al mercado libre de clientes, en base a unos criterios y pautas. Con la resolución n.° 491/2020/R/eel, ARERA estableció un servicio de último recurso ("servicio de protección gradual") para las pequeñas empresas sin proveedor, asignado a través de subastas en base territorial y por una duración de tres años; también se preveía un límite máximo del 35% de la cuota de mercado asignable a cada operador.

En marzo de 2021, Enel Energia y Servizio Elettrico Nazionale (junto con Enel Italia) impugnaron el Decreto Ministerial ante el Tribunal Administrativo Regional de Lacio, impugnando respectivamente la imposición del límite antimonopolio del 35% y la falta de provisión de medidas (por ejemplo, cláusula social) para la reintegración de los costes residuales del Servizio Elettrico Nazionale frente a la pérdida de clientes. Sobre el segundo punto, nuevamente en marzo de 2021, Servizio Elettrico Nazionale y Enel Italia también impugnaron la resolución n.° 491/2020/R/eel con un recurso pendiente ante el Tribunal Administrativo Regional de Lombardía. Por el momento, aún no se ha fijado audiencia en el ámbito de los mencionados recursos.

Con sentencia 18/2021, el Tribunal Administrativo Regional de Lombardía admitió los recursos presentados por las empresas Servizio Elettrico Nazionale y Enel Energia, anulando la resolución n.° 279/2017/R/com. Esta resolución estableció un mecanismo de incentivo para una mayor difusión de las facturas en formato electrónico en los clientes con regímenes de protección y supeditó al cumplimiento de determinados umbrales la compensación al vendedor de la diferencia entre el descuento concedido a los clientes y el coste evitado. ARERA con la resolución n.° 477/2021/R/com modificó consecuentemente las normativa, con efectos a partir de 2022, también en relación con la recuperación de las cuotas relativas a años anteriores.

Energía eléctrica

Con resolución n.° 604/2020/R/eel ARERA actualizó para el año 2021 el componente para cubrir los costes de comercialización de los operadores del servicio de protección reforzada (RCV) y los niveles de la tarifa PCV, que representa el precio de referencia para los vendedores del mercado libre. Con la resolución n.° 402/2021/R/eel, la actualización del RCV y el PCV para el año 2022 se postergó para el primer

trimestre de 2022, con efectos a partir del 1 de abril de 2022, teniendo en cuenta, en el marco de las determinaciones que se llevarán a cabo, la necesidad de cubrir los costes incurridos por los operadores a partir de enero de 2022.

El Tribunal Administrativo de Lombardía, con la sentencia n.º 565, de 27 de marzo de 2020, derogó parcialmente la resolución n.º 119/2019/R/eel, por la que ARERA había introducido modificaciones en el mecanismo de compensación de las cantidades no cobradas por los operadores del servicio de protección superior relativas a extracciones fraudulentas. En particular, el TAR dejó sin efecto la mencionada resolución en la parte que preveía la aplicación de una reducción de las cantidades sujetas a reintegro en relación con los valores facturados en el período anterior a su entrada en vigor (2 de abril de 2019). Con la resolución n.º 240/2020/R/eel, ARERA modificó las normas en cumplimiento de las disposiciones del Tribunal Administrativo Regional.

Con la resolución n.º 32/2021/R/eel, ARERA dispuso un mecanismo para reintegrar los atrasos relativos a los cargos generales del sistema pagados por las empresas comercializadoras del mercado libre y la salvaguardia a las empresas distribuidoras pero no cobrados a los clientes finales (para la salvaguardia, con referencia únicamente a los clientes cuyo suministro puede ser suspendido).
Para los clientes cuyo suministro no puede ser suspendidos que se acogen al régimen de salvaguarda, el mecanismo de reintegración de cargos no recuperables se rige por el artículo 44 de la TIV (*Testo Integrato Vendita*).

Gas
Con resolución n.º 401/2021/R/gas, ARERA pospuso la actualización del componente QVD al primer trimestre de 2022 con efecto a partir del 1 de abril de 2022, teniendo en cuenta, en su determinación, la necesidad de cubrir los costes incurridos por los operadores a partir de enero 2022. Esta decisión estuvo determinada por la necesidad de una mayor investigación relacionada con la evolución, aún en curso, de la estructura de los mercados minoristas, así como la necesidad de alinear los métodos de remuneración de los distintos sujetos regulados.
En los artículos 31-*quinquies* y 37.1 letra b) de la TIVG (*Testo Integrato Vendita Gas*), ARERA regula mecanismos específicos para la reintegración de la morosidad para los proveedores del servicio de último recurso y del servicio por defecto en las redes de distribución.

Iberia

Eficiencia energética
La Ley 18/2014, de 15 de octubre, por la que se aprueban medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, crea el Fondo Nacional de Eficiencia Energética para alcanzar los objetivos de eficiencia energética.
La Ordenanza TED/275/2021, de 18 de marzo, estableció para Endesa una aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética de 27,7 millones de euros correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2021.

Durante el mes de diciembre de 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico inició la elaboración de una propuesta de Ordenanza que fija la aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el año 2022, fijando la cuantía propuesta para Endesa en 26 millones euros.

Medidas de protección de los consumidores: Bono Social
El pasado 16 de octubre se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ordenanza TED/1124/2021, de 8 de octubre, por la que se establece la distribución de la financiación del Bono Social 2021, con un porcentaje del 34,72% correspondiente a Endesa. Por su parte, la Comisión Nacional de la Competencia y los Mercados (CNMC) inició en octubre el proceso de audiencia de su propuesta de distribución de la financiación del Bono Social para 2022, con el porcentaje propuesto para Endesa del 33,50%.

El 27 de octubre de 2021 se publicó en el BOE el Real Decreto Ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en el ámbito de la energía para la protección de los consumidores y la introducción de la transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural. Los principales aspectos que emanan de este Real Decreto de protección de los consumidores son:

- se han incrementado los descuentos en Bonos Sociales, del 25% al 60% para clientes vulnerables y del 40% al 70% para clientes en situación de vulnerabilidad severa, para un período que va del 27 de octubre de 2021 al 31 de marzo de 2022. Posteriormente, el Real Decreto 29/2021, de 22 de diciembre, prorrogó esta medida hasta el 30 de abril de 2022;
- el presupuesto del Estado para el pago del Bono Social térmico se ha incrementado en 100 millones de euros hasta un total de 203 millones de euros, pasando el importe mínimo de 25 euros a 35 euros en 2021.

Asimismo, se publicó el Real Decreto Ley 21/2021, de 26 de octubre, por el que se amplían las medidas de protección social para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica. En este sentido, cabe señalar que se ha ampliado la categoría del Bono Social "consumidor vulnerable COVID-19", que supone una bonificación del 25% sobre la tarifa PVPC para aquellos trabajadores en situación de paro, con un contrato suspendido (ERTE) y empresarios con jorrnada reducida por precaución, hasta el 28 de febrero de 2022.

Medidas de protección de los consumidores: garantía de suministro eléctrico

El 15 de septiembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para paliar el impacto de la escalada de los precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, por el que se establecía el suministro mínimo vital para clientes vulnerables (beneficiarios del Bono Social eléctrico) en situación de impago, que amplía el plazo de pago en 6 meses (además de los 4 existentes), durante los cuales no se puede interrumpir el suministro y la potencia solo podrá reducirse a 3,5 kW solo para aquellos clientes con potencias superiores a esta cifra.

Asimismo, el Real Decreto Ley 21/2021, de 26 de octubre, prorrogó la prohibición de cortes en el suministro de energía eléctrica y gas a los clientes domésticos vulnerables (beneficiarios del Bono Social) hasta el 28 de febrero de 2022.

Medidas de protección de los consumidores: medidas fiscales

El 25 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en el ámbito de la generación de energía, y sobre la gestión del canon de regulación y de la tarifa por el uso del agua. En concreto, este Real Decreto Ley establece, hasta el 31 de diciembre de 2021, una reducción del IVA del 21% al 10% en la factura de la luz de los consumidores en baja tensión y potencia contratada inferior o igual a 10 kW, siempre que el precio medio del mercado mayorista del mes anterior sea superior a 45 €/MWh. En el caso de consumidores con Bono Social, se aplicará el 10% de IVA independientemente del precio del mercado mayorista.

Por otro lado, el Real Decreto 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de los precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, redujo el impuesto eléctrico del 5,1% al 0,5% del 15 de septiembre de 2021 al 31 de diciembre de 2021.
Ambas medidas fueron prorrogadas hasta el 30 de abril de 2022, con el Real Decreto 29/2021, de 22 de diciembre.

Europa

Rumanía

Desde el 1 de enero de 2021, Rumania comenzó a implementar las disposiciones del Reglamento de la UE 2019/943/UE en materia de eliminación de precios regulados para usuarios finales.
En la segunda mitad de 2021, las autoridades rumanas adoptaron una legislación específica (Ordenanza Gubernamental de Emergencia n.º 118/2021, Ley 259/2021 y Ordenanza Gubernamental de Emergencia n.º 130/2021) que establece una combinación de limitaciones de precios y compensaciones.

América Latina

Mercado libre

En todos los países de América Latina, las empresas distribuidoras pueden suministrar energía eléctrica a sus clientes en forma regulada, pero también en condiciones de libre mercado si estos clientes superan determinados límites.
Los límites del mercado libre por país son los siguientes:

País	Límite en kW
Argentina	>30 kW
Brasil	>1.000 kW o >500 kW(1)
Colombia	>100 kW o 55 MWh-mes
Costa Rica	No aplicable(2)
Guatemala	>100 kW
Panamá	>100 kW
Perú	>200 kW(3)

(1) El límite >500 kW aplica si se consume energía procedente de fuentes renovables, que cuentan con incentivos del gobierno a través de un descuento en las tarifas.
(2) En Costa Rica no existe el concepto de cliente libre.
(3) En el D.S. 018-2016-EM se establece que:
- la potencia instalada de los clientes que pueden elegir entre mercado regulado y mercado libre (son aquellos con una potencia entre 200 y 2.500 kW) se mide para cada punto de suministro;
- los clientes cuya potencia por punto de suministro sea superior a 2.500 kW son clientes libres.

5. Perspectivas futuras

Enel es el mayor operador privado en el sector de las energías renovables en el mundo

Invertir en Enel significa invertir en un modelo de negocio descarbonizado que no deja a nadie atrás.

Enel es la mayor empresa privada de distribución de electricidad del mundo

Las redes de Enel, las más avanzadas del mundo en materia de digitalización, serán la columna de la transición energética.

Enel administra la mayor base de clientes entre las empresas privadas

La electrificación del consumo de energía permitirá a Enel crear valor para sí misma y para los clientes.

Una política de dividendos simple, predecible y atractiva

Enel confirmó una política de dividendos basada en un dividendo fijo y creciente hasta 2024.

Evolución previsible de la gestión

El año 2021 vio la la progresiva difusión de las vacunas contra el COVID-19, lo que posibilitó un fuerte crecimiento a nivel mundial; en este contexto, el Grupo fue testigo de una recuperación sólida de los indicadores operativos en términos de generación, distribución y venta a clientes finales de energía eléctrica. En particular, durante el año, el Grupo Enel aceleró la construcción de nueva capacidad de energía renovable, con más de 5 GW de nueva capacidad instalada en todo el mundo, lo que representa el récord absoluto para el Grupo, con un aumento de más de 2 GW en comparación con 2020.

Asimismo, el contexto macroeconómico estuvo fuertemente influenciado por el elevado crecimiento de los precios de las materias primas, como el gas y el carbón, que tienen un impacto directo en el precio de la electricidad. Esto contribuyó a que las autoridades de algunos países europeos intervinieran en un intento de mitigar el aumento de los precios de la electricidad para los consumidores finales, con medidas que, en algunos casos, penalizaban a las empresas que operan en el sector de la generación y comercialización de electricidad.

En este contexto, gracias a la diversificación geográfica del Grupo, su modelo de negocio integrado a lo largo de la cadena de valor, a una sólida estructura financiera y a un alto nivel de digitalización, Enel ha podido demostrar una resiliencia considerable, que se refleja en los resultados económicos del ejercicio.

En noviembre de 2021, el Grupo presentó el nuevo Plan Estratégico, aportando además una visión de la evolución del negocio para la presente década.

En particular, el Plan Estratégico se centra en cuatro líneas estratégicas.

- **Asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado.**
  Entre 2021 y 2030, el Grupo Enel prevé movilizar inversiones por un total de 210.000 millones de euros, de los cuales 170.000 millones de euros serán invertidos directamente por el Grupo (con un incremento del 6% respecto al Plan anterior) y 40.000 millones de euros catalizados por terceros.
  Frente a estas inversiones, el Grupo Enel espera alcanzar una capacidad renovable total de aproximadamente 154 GW de cara a 2030, triplicando la cartera de renovables del Grupo con respecto a 2020, además de aumentar la base de clientes de la red en 12 millones y promover la electrificación del consumo de energía, aumentando en casi un 30% los volúmenes de electricidad vendidos y, al mismo tiempo, centrándose en el desarrollo de servicios "más allá de *commodities*", como la movilidad eléctrica pública o *behind-the-meter storage*, en colaboración con socios.

- **Permitir la electrificación de la demanda energética de los clientes.**
  Las acciones estratégicas del Grupo tendrán como objetivo incrementar el valor para los clientes en los segmentos *Business to Consumer* (B2C), *Business to Business* (B2B) y *Business to Government* (B2G), aumentando el nivel de electrificación de estos clientes y la mejora simultánea de los servicios ofrecidos. En los países "Nivel 1" ("Tier 1") se espera que esta estrategia específica, combinada con inversiones en la base de activos, produzca un aumento en el margen integrado del Grupo igual a 2,6 veces entre 2021 y 2030, con el soporte de una plataforma unificada capaz de gestionar la base de clientes más grande del mundo entre los operadores privados.

- **Apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor.**
  Con el objetivo de reforzar la estrategia de enfoque en el cliente a través del uso de plataformas, en 2021 el Grupo creó la Línea de Negocio de Global Customers, responsable de definir la estrategia comercial y de orientar la asignación de capital hacia las necesidades de los clientes, favoreciendo la electrificación y alcanzando al mismo tiempo excelentes niveles de servicio.
  El reenfoque del Grupo irá acompañado de una simplificación y reequilibrio de su cartera, a través de:
  - enfoque en países "Nivel 1" ("Tier 1"),
  - recursos puestos a disposición a través de la enajenación de activos que ya no son funcionales para la estrategia del Grupo, y
  - fusiones y adquisiciones destinadas a mejorar el posicionamiento, adquirir habilidades o generar sinergias.

- **Anticipación de los objetivos sostenibles "Net Zero" para 2040.**
  El Grupo ha avanzado en 10 años, de 2050 a 2040, el compromiso "Net Zero" para todas las emisiones a lo largo de la cadena de valor. El Grupo tiene previsto abandonar la generación termoeléctrica para 2040, sustituyéndola por nueva capacidad renovable y aprovechando la hibridación de renovables con soluciones de almacenamiento. Además, se espera que en 2040 la electricidad vendida por el Grupo sea íntegramente procedente de energías renovables y en el mismo año el Grupo abandone la actividad de venta al por menor de gas.

Como resultado de las líneas estratégicas descritas anteriormente, entre 2020 y 2030 se espera que el EBITDA ordinario del Grupo aumente un 5-6% en términos de tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR), frente a un beneficio neto ordinario del Grupo que prevé un aumento del 6-7%, nuevamente en términos de CAGR.

En cambio, con referencia al período del Plan 2022-2024, se espera que en 2024 el EBITDA ordinario del Grupo alcance los 21.000-21.600 millones de euros, en comparación con los 19.200 millones de euros en 2021.

Se espera que el beneficio neto ordinario del Grupo aumente hasta los 6.700-6.900 millones de euros en 2024, en comparación con los 5.600 millones de euros en 2021.

La política de dividendos de Enel para el período 2022-2024 sigue siendo simple, predecible e interesante. Se espera que los accionistas reciban un dividendo fijo por acción (DPS) que se prevé que aumente un 13% de 2021 a 2024, hasta alcanzar los 0,43 €/acción.

En 2022, se espera:

- la aceleración de las inversiones en energías renovables, especialmente en Iberia y América del Norte, a fin de dar soporte al crecimiento industrial y como parte de las políticas de descarbonización seguidas por el Grupo;
- mayores inversiones en redes de distribución, especialmente en Italia, con el objetivo de seguir mejorando la calidad del servicio y aumentar la flexibilidad y resiliencia de la red;
- el aumento de las inversiones orientadas a la electrificación del consumo, con el objetivo de potenciar el crecimiento de la base de clientes, así como a garantizar un proceso continuo de búsqueda de la eficiencia, respaldado por el desarrollo de plataformas globales de negocio.

En base a lo anterior, a continuación se recuerdan los objetivos económico-financieros en los que se basa el Plan 2022-2024 del Grupo.

Objetivos financieros				
	2021	**2022**	**2023**	**2024**
Crecimiento de los resultados				
EBITDA ordinario (miles de millones de euros)	19,2	19-19,6	20-20,6	21-21,6
Beneficio neto ordinario (miles de millones de euros)	5,6	5,6-5,8	6,1-6,3	6,7-6,9
Creación de valor				
Dividendo por acción (euro)	0,38	0,40	0,43	0,43

Otra información

Filiales extranjeras fuera de la UE

Se certifica que a la fecha de aprobación por el Consejo de Administración de los Estados financieros de Enel SpA relativos al ejercicio 2021 —es decir 17 de marzo de 2022— subsisten en el ámbito del Grupo Enel las "condiciones para la cotización de las acciones de las sociedades matrices de sociedades constituidas y regidas por la ley de Estados no pertenecientes a la Unión Europea" (las "Filiales extranjeras fuera de la UE") dictadas por el artículo 15 del Reglamento de Mercados aprobado con resolución CONSOB n.° 20249 del 28 de diciembre de 2017 (el "Reglamento de Mercado").
En particular, se señala al respecto que:

- en aplicación de los parámetros de significativa importancia a los efectos de la consolidación a que se refiere el artículo 15, apartado 2, del Reglamento de Mercados, se han identificado 44 filiales extranjeras fuera de la UE dentro del Grupo Enel a las que les es aplicable el reglamento en cuestión en base a los datos de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel a 31 de diciembre de 2020;
- se trata, en concreto, de las siguientes empresas: 1) Almeyda Solar SpA (sociedad fusionada por incorporación el 1 de enero de 2021 a Enel Green Power Chile SA); 2) Ampla Energia e Serviços SA (sociedad brasileña perteneciente a Enel Américas SA); 3) Aurora Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 4) Celg Distribuição SA - Celg D (sociedad brasileña perteneciente a Enel Américas SA); 5) Cimarron Bend Wind Holdings I LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 6) Codensa SA ESP (sociedad colombiana fusionada por incorporación el 1 de marzo de 2022 a Emgesa SA ESP); 7) Companhia Energética do Ceará - Coelce (sociedad brasileña perteneciente a Enel Américas SA); 8) Dolores Wind SA de Cv (sociedad mexicana perteneciente a Enel Green Power SpA); 9) EGPNA Preferred Wind Holdings LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 10) Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA (sociedad brasileña perteneciente a Enel Américas SA); 11) Emgesa SA ESP (sociedad colombiana perteneciente a Enel Américas SA, pasó a llamarse Enel Colombia SA ESP el 1 de marzo de 2022); 12) Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur (sociedad argentina perteneciente a Enel Américas SA); 13) Enel Américas SA (sociedad chilena controlada directamente por Enel SpA); 14) Enel Brasil SA (sociedad brasileña perteneciente a Enel Américas SA); 15) Enel Chile SA (sociedad chilena controlada directamente por Enel SpA); 16) Enel Distribución Chile SA (sociedad chilena perteneciente a Enel Chile SA); 17) Enel Distribución Perú SAA (sociedad peruana perteneciente a Enel Américas SA); 18) Enel Finance America LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 19) Enel Fortuna SA (sociedad panameña perteneciente a Enel Américas SA); 20) Enel Generación Chile SA (sociedad chilena perteneciente a Enel Chile SA); 21) Enel Generación Perú SAA (sociedad peruana perteneciente a Enel Américas SA); 22) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (sociedad brasileña fusionada por incorporación el 4 de noviembre de 2021 a Enel Brasil SA); 23) Enel Green Power Cachoeira Dourada SA (sociedad brasileña perteneciente a Enel Américas SA); 24) Enel Green Power Chile SA (sociedad chilena perteneciente a Enel Chile SA); 25) Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 26) Enel Green Power México S de RL de Cv (sociedad mexicana perteneciente a Enel Green Power SpA); 27) Enel Green Power North America Inc. (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 28) Enel Green Power Perú SAC (sociedad peruana perteneciente a Enel Américas SA); 29) Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 30) Enel Green Power RSA (Pty) Ltd (sociedad sudafricana perteneciente a Enel Green Power SpA); 31) Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd (sociedad sudafricana perteneciente a Enel Green Power SpA); 32) Enel Kansas LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 33) Enel North America Inc. (sociedad estadounidense controlada directamente por Enel SpA); 34) Enel Perú SAC (sociedad peruana perteneciente a Enel Américas SA); 35) Enel Rinnovabile SA de Cv (sociedad mexicana perteneciente a Enel Green Power SpA); 36) Enel Russia PJSC (sociedad rusa controlada directamente por Enel SpA); 37) Enel X North America Inc. (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 38) Geotérmica del Norte SA (sociedad chilena perteneciente a Enel Chile SA); 39) High Lonesome Wind Power LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc); 40) Red Dirt Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 41) Rock Creek Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 42) Thunder Ranch Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel

North America Inc.); 43) Tradewind Energy Inc. (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.); 44) White Cloud Wind Project LLC (sociedad estadounidense perteneciente a Enel North America Inc.);

- el estado de situación financiera y el estado del resultado de todas las empresas anteriormetne mencionadas, tal como se incluyen en el *reporting package* utilizado a efectos de redactar los Estados financieros consolidados del Grupo Enel para el ejercicio 2021 se pondrán a disposición pública por parte de Enel SpA (de acuerdo con las disposiciones del artículo 15, párrafo 1, letra a) del Reglamento de Mercados) al menos 15 días antes de la fecha prevista para la celebración de la Junta General Ordinaria Anual de Accionistas —que será convocada para la aprobación de los estados financieros de 2021 de Enel SpA— contextualmente con los cuadros generales de datos esenciales de los últimos estados financieros de la mayoría de las filiales y asociadas (de conformidad con lo dispuesto al respecto por el artículo 77, apartado 2-*bis*, del Reglamento de Emisores aprobado con resolución CONSOB n.° 11971 de 14 de mayo de 1999);
- los Estatutos, la composición y los poderes de los órganos sociales de todas las sociedades anteriormente indicadas fueron adquiridos por Enel SpA y se mantienen a disposición de CONSOB, en una versión actualizada, en caso de que esta presente una solicitud específica de divulgación con fines de supervisión (de conformidad con lo dispuesto en el artículo 15, apartado 1, letra b) del Reglamento de Mercados);
- Enel SpA verificó que todas las empresas mencionadas:
  - proporcionen al auditor de la Sociedad Matriz Enel SpA la información necesaria para que el auditor lleve a cabo la auditoría de las cuentas anuales e intermedias de Enel SpA (de conformidad con lo dispuesto en el artículo 15, apartado 1, letras c) -i), del Reglamento de Mercados);
  - disponen de un sistema administrativo-contable adecuado para proporcionar periódicamente a la dirección y al auditor de la Sociedad Matriz Enel SpA los datos económicos, patrimoniales y financieros necesarios para la elaboración de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel (de conformidad con lo dispuesto en el artículo 15, apartado 1, letras c) -ii), del Reglamento de Mercados).

Información sobre instrumentos financieros

En relación con la información sobre instrumentos financieros exigida por el artículo 2428, apartado 2, n.° 6-*bis* del Código Civil italiano, se remite a lo que se describe en las siguientes notas explicativas sobre los Estados financieros consolidados: 46 "Instrumentos financieros por categoría", 47 "Gestión de riesgos", 49 "Derivados y contabilidad de coberturas" y 50 "Activos y pasivos medidos a valor razonable".

Operaciones atípicas y/o inusuales

De acuerdo con la comunicación CONSOB del 28 de julio de 2006, el Grupo no realizó transacciones atípicas y/o inusuales durante el año 2021.
En este sentido, se definen como tales, las operaciones que, por su trascendencia/relevancia, naturaleza de las contrapartes, objeto de la transacción, forma de determinación del precio de transferencia y calendario del evento, pueden dar lugar a dudas sobre la corrección y/o exhaustividad de la información, sobre conflictos de interés, sobre la salvaguardia del patrimonio social, así como sobre la protección de los accionistas minoritarios.

Hechos significativos ocurridos con posterioridad al cierre del ejercicio

En cuanto a los hechos significativos ocurridos con posterioridad al cierre del ejercicio, se remite a lo descrito en la nota explicativa específica 57 "Hechos significativos con posterioridad al cierre del período sobre el que se informa" de los Estados financieros consolidados.

Transacciones con partes vinculadas

En cuanto a la información sobre partes vinculadas y el detalle de las relaciones financieras y económicas con partes vinculadas, se remite a lo descrito en la nota explicativa específica 52 "Informaciones sobre las partes vinculadas" de los Estados financieros consolidados.

Declaración de conciliación entre el patrimonio y el resultado de Enel SpA y los correspondientes datos consolidados

De acuerdo con la comunicación CONSOB n.º DEM/6064293 de 28 de julio de 2006, a continuación se presenta la declaración de conciliación entre el resultado del ejercicio y el patrimonio del Grupo y los valores equivalentes de la Sociedad Matriz.

Millones de euros	Estado del resultado	Patrimonio	Estado del resultado	Patrimonio
	a 31.12.2021		a 31.12.2020	
Valores estatutarios de Enel SpA	**4.762**	**34.967**	**2.326**	**30.743**
Valores contables y correcciones valorativas de participaciones patrimoniales consolidadas	(8.947)	(104.958)	687	(85.641)
Patrimonio y resultado del ejercicio (determinado sobre la base de principios homogéneos) de las sociedades y grupos consolidados y de los valorados por el método de la participación, después de deducir las participaciones minoritarias	13.089	94.975	4.091	78.099
Reserva de conversión	-	(8.125)	-	(7.046)
Plusvalía	-	13.821	(274)	13.779
Dividendos intragrupo	(5.805)	-	(4.146)	-
Eliminación de beneficios intragrupo no realizados, después de deducir el correspondiente efecto fiscal y otros ajustes menores	90	(1.027)	(74)	(1.609)
TOTAL GRUPO	**3.189**	**29.653**	**2.610**	**28.325**
INTERESES DE TERCEROS	**668**	**12.689**	**1.012**	**14.032**
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	**3.857**	**42.342**	**3.622**	**42.357**

6. Estados financieros consolidados

Transferencia de Open Fiber

Durante el ejercicio 2021, en el marco del modelo de negocio de Stewardship, se concretó la venta de Open Fiber, que resultó en el reconocimiento de una plusvalía de 1.763 millones de euros.

Proceso de transición energética

El Grupo ha continuado el proceso de transición energética aumentando las inversiones en nueva capacidad renovable y en digitalización.

Efectos del cambio climático

En los procesos de evaluación, el Grupo ha tenido en cuenta los impactos del cambio climático a largo plazo.

09:41
smart home
preferences
lights
power
heating
locks
doors

Estados financieros consolidados

Estado del resultado consolidado

Millones de euros	Notas	2021		2020	
			de los cuales con partes vinculadas		*de los cuales con partes vinculadas*
Ingresos					
Ingresos por ventas y prestaciones de servicios[1] [2]	10.a	84.104	*7.010*	63.642	*4.038*
Otros ingresos	10.b	3.902	*6*	2.362	*10*
	[Subtotal]	**88.006**		**66.004**	
Gastos					
Energía eléctrica, gas y combustible[1]	11.a	49.093	*13.826*	26.026	*5.385*
Servicios y otros materiales[1]	11.b	19.609	*3.152*	18.366	*2.958*
Gastos de personal	11.c	5.281		4.793	
Pérdidas por deterioro de valor/(Reversiones de pérdidas por deterioro de valor) netas de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	11.d	1.196		1.285	
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor	11.e	8.691		7.163	
Otros gastos de operación	11.f	2.095	*218*	2.202	*202*
Gastos internos capitalizados	11.g	(3.117)		(2.385)	
	[Subtotal]	**82.848**		**57.450**	
Resultados netos de contratos de materias primas[1]	12	**2.522**	*24*	**(99)**	*1*
Resultado de operación[2]		**7.680**		**8.455**	
Ingresos financieros por contratos de derivados	13	2.718		1.315	
Otros ingresos financieros[2]	14	1.882	*138*	2.676	*62*
Gastos financieros por contratos de derivados	13	1.257		2.256	
Otros gastos financieros	14	6.114	*32*	4.485	*71*
Ingresos/(Gastos) netos por hiperinflación		20		57	
Participación en las ganancias/(pérdidas) de entidades que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	571		(299)	
Resultado antes de impuestos		**5.500**		**5.463**	
Impuestos	16	1.643		1.841	
Resultado de las operaciones continuadas		**3.857**		**3.622**	
Resultado de las operaciones discontinuadas		**-**		**-**	
Resultado neto del ejercicio (Grupo y participaciones no controladoras)		**3.857**		**3.622**	
Atribuible a los propietarios de la controladora		3.189		2.610	
Atribuible a participaciones no controladoras		668		1.012	
Resultado neto por acción					
Resultado neto básico por acción					
Resultado neto básico por acción		*0,31*		*0,26*	
Resultado neto básico por acción de las operaciones continuadas		*0,31*		*0,26*	
Resultado neto básico por acción de las operaciones discontinuadas		*-*		*-*	
Resultado neto diluido por acción					
Resultado neto diluido por acción		*0,31*		*0,26*	
Resultado neto diluido por acción de las operaciones continuadas		*0,31*		*0,26*	
Resultado neto diluido por acción de las operaciones discontinuadas		*-*		*-*	

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

(2) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Estado del resultado integral consolidado

Millones de euros	Notas	2021	2020
Resultado neto del ejercicio		**3.857**	**3.622**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio (neto de impuestos)			
Cuota efectiva de cambios en el valor razonable de coberturas de flujos de efectivo		(725)	(268)
Cambio en el valor razonable de los gastos de cobertura		195	(99)
Participación en las ganancias/(pérdidas) de entidades que se contabilicen utilizando el método de la participación		(645)	(9)
Cambio en el valor razonable de los activos financieros FVOCI		11	(1)
Cambio en la reserva de conversión		(90)	(4.510)
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio (neto de impuestos)			
Nueva medición de pasivos/(activos) netos para planes de beneficios definidos		30	(353)
Cambio en el valor razonable de las participaciones en otras entidades		-	(21)
Ganancias/(Pérdidas) reconocidas directamente en el patrimonio	36	**(1.224)**	**(5.261)**
Ganancias/(Pérdidas) integrales reconocidas durante el ejercicio		**2.633**	**(1.639)**
Atribuible a:			
- propietarios de la controladora		2.562	(1.028)
- participaciones no controladoras		71	(611)

Estado de situación financiera consolidado

Millones de euros	Notas				
ACTIVO		**a 31.12.2021**		**a 31.12.2020**	
			de los cuales con partes vinculadas		*de los cuales con partes vinculadas*
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	18	84.572		78.718	
Propiedades de inversión	21	91		103	
Activos intangibles	22	18.070		17.668	
Plusvalía	23	13.821		13.779	
Activos por impuestos diferidos	24	11.034		8.578	
Inversiones valoradas con el método de la participación	25	704		861	
Derivados financieros activos no corrientes	26	2.772	*14*	1.236	*21*
Activos de contratos con clientes no corrientes	27	530		304	
Otros activos financieros no corrientes	28	5.704	*1.120*	5.159	*1.144*
Otros activos no corrientes	30	3.268	*119*	2.494	
	[Total]	**140.566**		**128.900**	
Activos corrientes					
Inventarios	32	3.109		2.401	
Deudores comerciales	33	16.076	*1.321*	12.046	*863*
Activos de contratos con clientes corrientes	27	121		176	
Activos por impuestos sobre la renta		530		446	
Derivados financieros activos corrientes	26	22.791	*32*	3.471	
Otros activos financieros corrientes	29	8.645	*157*	5.113	*190*
Otros activos corrientes	31	5.002	*123*	3.578	*164*
Efectivo y equivalentes al efectivo	34	8.858		5.906	
	[Total]	**65.132**		**33.137**	
Activos clasificados como mantenidos para la venta	35	**1.242**		**1.416**	
TOTAL ACTIVO		**206.940**		**163.453**	

Millones de euros	Notas				
PATRIMONIO Y PASIVO		**a 31.12.2021**		**a 31.12.2020**	
			de los cuales con partes vinculadas		*de los cuales con partes vinculadas*
Patrimonio de los propietarios de la controladora					
Capital social		10.167		10.167	
Reserva acciones propias		(36)		(3)	
Otras reservas		1.721		(39)	
Ganancias y pérdidas acumuladas		17.801		18.200	
	[Total]	**29.653**		**28.325**	
Participaciones no controladoras		**12.689**		**14.032**	
Total patrimonio	36	**42.342**		**42.357**	
Pasivos no corrientes					
Préstamos a largo plazo	37	54.500	*880*	49.519	*984*
Beneficios a los empleados	38	2.724		2.964	
Provisiones para riesgos y gastos parte no corriente	39	7.197		5.774	
Pasivos por impuestos diferidos	24	9.259		7.797	
Derivados financieros pasivos no corrientes	26	3.339	*1*	3.606	
Pasivos de contratos con clientes no corrientes	27	6.214	*194*	6.191	*161*
Otros pasivos financieros no corrientes	40	120		-	
Otros pasivos no corrientes	41	4.525		3.458	
	[Total]	**87.878**		**79.309**	
Pasivos corrientes					
Préstamos a corto plazo	37	13.306	*6*	6.345	*21*
Partes corrientes de los préstamos a largo plazo	37	4.031	*109*	3.168	*108*
Provisiones para riesgos y gastos parte corriente	39	1.126		1.057	
Acreedores comerciales	43	16.959	*4.082*	12.859	*2.205*
Pasivos por impuestos sobre la renta		712		471	
Derivados financieros pasivos corrientes	26	24.607		3.531	
Pasivos de contratos con clientes corrientes	27	1.433	*12*	1.275	*16*
Otros pasivos financieros corrientes	44	625		622	
Otros pasivos corrientes	42	12.959	*80*	11.651	*37*
	[Total]	**75.758**		**40.979**	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	35	**962**		**808**	
Total pasivo		**164.598**		**121.096**	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO		**206.940**		**163.453**	

Estado de cambios en el patrimonio consolidado (nota 36)

Millones de euros	Capital social y reservas del Grupo							
	Capital social	Reserva de prima de emisión	Reserva acciones propias	Reserva para instrumentos de capital – bonos híbridos perpetuos	Reserva legal	Otras reservas	Reserva por conversión de estados financieros en moneda extranjera	Reservas de valoración de instrumentos financieros de cobertura de flujos de efectivo
A 31 de diciembre de 2019	**10.167**	**7.487**	**(1)**	**–**	**2.034**	**2.262**	**(3.802)**	**(1.610)**
Distribución de dividendos	–	–	–	–	–	–	–	–
Adquisición de acciones propias	–	(11)	(2)	–	–	–	–	–
Instrumentos de capital - bonos híbridos perpetuos	–	–	–	2.386	–	–	–	–
Reserva para pagos basados en acciones (ILP Bonus)	–	–	–	–	–	6	–	–
Reclasificación por la "reducción" de determinados planes de beneficios definidos (NIC 19) tras la firma del "V Acuerdo Marco de Endesa"	–	–	–	–	–	–	–	–
Reclasificaciones	–	–	–	–	–	–	–	–
Revaluación monetaria (NIC 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Operaciones de participaciones no controladoras	–	–	–	–	–	–	(257)	(13)
Resultado integral	–	–	–	–	–	–	(2.987)	(294)
de los cuales:								
- ganancias/(pérdidas) reconocida directamente en el patrimonio	–	–	–	–	–	–	*(2.987)*	*(294)*
- ganancias/(pérdidas) del ejercicio	–	–	–	–	–	–	–	–
A 31 de diciembre de 2020	**10.167**	**7.476**	**(3)**	**2.386**	**2.034**	**2.268**	**(7.046)**	**(1.917)**
Distribución de dividendos	–	–	–	–	–	–	–	–
Cupones pagados a tenedores de bonos híbridos	–	–	–	–	–	–	–	–
Reclasificaciones	–	20	(20)	–	–	–	–	–
Adquisición de acciones propias	–	–	(13)	–	–	36	–	–
Reserva para pagos basados en acciones (ILP Bonus)	–	–	–	–	–	9	–	–
Instrumentos de capital - bonos híbridos perpetuos	–	–	–	3.181	–	–	–	–
Revaluación monetaria (NIC 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Cambio en el ámbito de consolidación	–	–	–	–	–	–	–	(10)
Operaciones de participaciones no controladoras	–	–	–	–	–	–	(1.234)	18
Resultado integral	–	–	–	–	–	–	155	(359)
de los cuales:								
- ganancias/(pérdidas) reconocida directamente en el patrimonio	–	–	–	–	–	–	*155*	*(359)*
- ganancias/(pérdidas) del ejercicio	–	–	–	–	–	–	–	–
A 31 de diciembre de 2021	**10.167**	**7.496**	**(36)**	**5.567**	**2.034**	**2.313**	**(8.125)**	**(2.268)**

Reservas de valoración de instrumentos financieros gastos de cobertura	Reservas de valoración de instrumentos financieros FVOCI	Reserva de inversiones valoradas con el método de la participación	Nueva medición de pasivos/ (activos) netos para planes de beneficios definidos	Reserva para la venta de acciones sin pérdida de control	Reserva por adquisiciones de participaciones no controladoras	Ganancias y pérdidas acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras	Total patrimonio
(147)	**21**	**(119)**	**(1.043)**	**(2.381)**	**(1.572)**	**19.081**	**30.377**	**16.561**	**46.938**
–	–	–	–	–	–	(3.487)	**(3.487)**	**(1.356)**	**(4.843)**
–	–	–	–	–	–	–	**(13)**	**–**	**(13)**
–	–	–	–	–	–	–	**2.386**	**–**	**2.386**
–	–	–	–	–	–	–	**6**	**–**	**6**
–	–	–	106	–	–	(106)	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(1)	**(1)**	**–**	**(1)**
–	–	–	–	–	–	105	**105**	**147**	**252**
–	–	–	(28)	–	280	(2)	**(20)**	**(709)**	**(729)**
(95)	(22)	(9)	(231)	–	–	2.610	**(1.028)**	**(611)**	**(1.639)**
(95)	*(22)*	*(9)*	*(231)*	–	–	–	***(3.638)***	***(1.623)***	***(5.261)***
–	–	–	–	–	–	*2.610*	***2.610***	***1.012***	***3.622***
(242)	**(1)**	**(128)**	**(1.196)**	**(2.381)**	**(1.292)**	**18.200**	**28.325**	**14.032**	**42.357**
–	–	–	–	–	–	(3.791)	**(3.791)**	**(1.266)**	**(5.057)**
–	–	–	–	–	–	(71)	**(71)**	**–**	**(71)**
–	–	–	–	–	–	–	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(36)	**(13)**	**–**	**(13)**
–	–	–	–	–	–	–	**9**	**–**	**9**
–	–	–	–	–	–	–	**3.181**	**–**	**3.181**
–	–	–	–	–	–	318	**318**	**225**	**543**
–	–	55	–	–	–	–	**45**	**31**	**76**
–	–	–	(140)	3	449	(8)	**(912)**	**(404)**	**(1.316)**
203	11	(648)	11	–	–	3.189	**2.562**	**71**	**2.633**
203	*11*	*(648)*	*11*	–	–	–	***(627)***	***(597)***	***(1.224)***
–	–	–	–	–	–	*3.189*	***3.189***	***668***	***3.857***
(39)	**10**	**(721)**	**(1.325)**	**(2.378)**	**(843)**	**17.801**	**29.653**	**12.689**	**42.342**

Estado de flujos de efectivo consolidado

Millones de euros	Notas	2021	de los cuales con partes vinculadas	2020	de los cuales con partes vinculadas
Resultado antes de impuestos		**5.500**		**5.463**	
Ajustes para:					
Pérdidas por deterioro de valor/(Reversiones de pérdidas por deterioro del valor) netas de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	11.d	1.196		1.285	
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor	11.e	8.691		7.163	
(Ingresos)/Gastos financieros[1]	13-14	2.751		2.693	
(Ingresos)/Gastos netos de entidades que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	(571)		299	
Cambios en el capital circulante neto:		(1.097)		(1.654)	
- inventarios	32	(649)		(8)	
- deudores comerciales	33	(4.951)	*(458)*	(1.350)	*33*
- acreedores comerciales	43	4.357	*1.877*	698	*(86)*
- otros activos de contratos con clientes	27	56		(15)	
- otros pasivos de contratos con clientes	27	75	*(4)*	(142)	
- otros activos y pasivos[1]		15	*31*	(837)	*34*
Dotaciones a provisiones		1.578		834	
Disposiciones de provisiones		(1.300)		(1.202)	
Ingresos por intereses y otros ingresos financieros cobrados	13-14	1.653	*138*	1.705	*62*
Gastos por intereses y otros cargos financieros pagados	13-14	(4.411)	*(32)*	(3.690)	*(71)*
(Ingresos)/Gastos netos de valoración de materias primas		(304)		188	
Impuestos pagados	16	(1.846)		(1.575)	
(Plusvalías)/Minusvalías		(1.771)		(1)	
Flujo de efectivo de las actividades de operación (A)		**10.069**		**11.508**	
Inversiones en propiedades, planta y equipo no corrientes	18-21	(10.545)		(8.330)	
Inversiones en activos intangibles	22	(1.656)		(1.218)	
Inversiones en activos de contratos con clientes no corrientes		(907)		(649)	
Inversiones en empresas (o unidades de negocio) netas de efectivo y equivalentes al efectivo adquiridos	8	(283)		(33)	
Desinversiones en empresas (o unidades de negocio) netas de efectivo y equivalentes al efectivo adquiridos	8	61		154	
(Aumento)/Disminución en otras actividades de inversión		2.455		(41)	
Flujo de efectivo de las actividades de inversión (B)		**(10.875)**		**(10.117)**	
Nuevas emisiones de deuda financiera a largo plazo	46.3	15.895		3.924	
Reembolsos de deudas financieras	46.3	(11.321)	*(118)*	(1.950)	*(104)*
Otras variaciones de la deuda financiera neta		3.339		(712)	*(176)*
Pagos realizados por la adquisición de participaciones accionarias sin cambio de control y otras operaciones de participación no controladora		(1.295)		(1.067)	
Emisiones/(Reembolsos) de bonos híbridos		2.213		588	
Adquisición de acciones propias		(13)		(13)	
Dividendos y dividendos a cuenta pagados		(4.970)		(4.742)	
Cupones pagados a tenedores de bonos híbridos		(71)		-	
Flujo de efectivo de las actividades de financiación (C)		**3.777**		**(3.972)**	
Efecto del tipo de cambio en efectivo y equivalentes al efectivo (D)		**17**		**(497)**	
Aumento/(Disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo (A + B + C + D)		**2.988**		**(3.078)**	
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio[2]		6.002		9.080	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio[3]		8.990		6.002	

(1) Únicamente a efectos comparativos, en 2020 se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación no tuvo efectos en el flujo de efectivo de las actividades de operación.

(2) De los cuales "Efectivo y equivalentes al efectivo" por 5.906 millones de euros a 1 de enero de 2021 (9.029 millones de euros a 1 de enero de 2020), "Valores a corto plazo" por 67 millones de euros a 1 de enero de 2021 (51 millones de euros a 1 de enero de 2020) y "Efectivo y equivalentes al efectivo" de los "Activos mantenidos para la venta" por importe de 29 millones de euros a 1 de enero de 2021.

(3) De los cuales "Efectivo y equivalentes al efectivo" por 8.858 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 (5.906 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), "Valores a corto plazo" por 88 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 (67 millones de euros a 31 de diciembre 2020) y "Efectivo y equivalentes al efectivo" de los "Activos mantenidos para la venta" por importe de 44 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 (29 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

Notas explicativas

Base de preparación

1. Forma y contenido de los Estados financieros consolidados

La sociedad Enel SpA tiene su domicilio social en Italia, en Roma, en Viale Regina Margherita 137 y cotiza en la Bolsa de Valores de Milán desde 1999.
Durante 2021 no se produjeron cambios en la razón social.
Enel es una multinacional energética y uno de los principales operadores globales integrados en los sectores de electricidad y gas, que centra sus actividades especialmente en Europa y América Latina.
Los Estados financieros consolidados de la Compañía por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 incluyen los estados financieros de Enel SpA y sus subsidiarias, la participación del Grupo en asociadas y negocios conjuntos, así como la participación de activos, pasivos, gastos e ingresos de las operaciones conjuntas (el Grupo).
Se adjunta una lista de subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos y operaciones conjuntas incluidos en el ámbito de consolidación.
Los presentes Estados financieros consolidados han sido aprobados y su publicación ha sido autorizada por el Consejo de Administración el 17 de marzo de 2022.
Estos Estados financieros están sujetos a auditoría legal por parte de KPMG SpA.

Base de presentación

Los Estados financieros consolidados relativos al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 han sido preparados de conformidad con las normas internacionales de contabilidad (Normas Internacionales de Contabilidad - NIC y Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (CNIC), con las interpretaciones de IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) y el Standing Interpretations Committee (SIC), reconocidos en la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002 y en vigor al final del ejercicio. El conjunto de todos los principios de referencia e interpretaciones indicados anteriormente se denominará en adelante "NIIF-UE".
Los presentes Estados financieros consolidados han sido elaborado en aplicación del apartado 3 del artículo 9 del Decreto Legislativo n.º 38 del 28 de febrero de 2005.
Los Estados financieros consolidados se componen del estado del resultado consolidado, del estado del resultado integral consolidado, del estado de situación financiera consolidado, del estado de cambios en el patrimonio consolidado, del estado de flujos de efectivo consolidado, así como de las Notas explicativas.
En el estado de situación financiera consolidado, la clasificación de activos y pasivos se realiza según el criterio "corriente/no corriente" con presentación separada de los activos clasificados como mantenidos para la venta y los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta. Los activos corrientes, que incluyen efectivo y equivalentes al efectivo, son aquellos destinados a ser realizados, vendidos o consumidos en el ciclo normal de operación del Grupo; los pasivos corrientes son aquellos que se espera extinguir en el ciclo normal de operación del Grupo.
El estado del resultado consolidado presenta una clasificación de los gastos en función de su naturaleza, con presentación separada de la ganancia (pérdida) neta de las operaciones continuadas y la de las operaciones discontinuadas atribuible a propietarios de la controladora y a participaciones no controladoras.
El estado de flujos de efectivo consolidado se prepara utilizando el método indirecto, con presentación separada del flujo de efectivo de las actividades de operación, actividades de inversión y actividades de financiamiento asociadas con las operaciones discontinuadas.
En particular, aunque el Grupo se adhiere a las disposiciones de la NIC 7 en la clasificación de las partidas, se especifica lo siguiente:

- los flujos de efectivo de las actividades de operación incluyen, además de los flujos de efectivo derivados de las operaciones ordinarias, los intereses de los préstamos concedidos y obtenidos, así como los dividendos recibidos de asociadas o negocios conjuntos;
- las actividades de inversión incluyen inversiones en propiedades, planta y equipo y activos intangibles y las desinversiones relacionadas, así como activos de contratos con clientes relacionados con acuerdos de concesión de servicios. También incluyen los efectos de las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere o pierde el control de sociedades y otras inversiones menores;

- en los flujos de actividades de financiación se incluyen los flujos de efectivo originados por gestión de responsabilidad y de los arrendamientos, los dividendos y dividendos a cuenta pagados a los accionistas de la controladora y a terceros, así como los efectos de las operaciones sobre participaciones no controladoras que no varían el estado de control de las empresas en cuestión;
- se especifica en una partida separada el efecto de cambio en el efectivo y equivalentes al efectivo por lo que los efectos en el estado de resultado se revierten en su totalidad para neutralizar su efecto en el flujo de efectivo de las actividades de operación.

Para más detalles sobre los flujos de efectivo del estado de flujos de efectivo, se remite a la nota relativa a "Flujos de efectivo" en el Informe de Gestión.

Los Estados financieros consolidados se han elaborado siguiendo el supuesto de negocio en marcha aplicando el método del coste histórico, con excepción de las partidas que, de acuerdo con las NIIF-UE, se registran por su valor razonable, tal y como se indica en los criterios de valoración de las partidas individuales, y de los activos no corrientes y grupos enajenables clasificados como mantenidos para la venta que se valoran al menor entre su importe en libros y su valor razonable neto de los costes de venta.
La moneda utilizada por el Grupo para la presentación de los Estados financieros consolidados es el euro, moneda funcional de la controladora Enel SpA; todos los valores están expresados en millones de euros, a menos que se indique lo contrario.
El estado del resultado consolidado, el estado de situación financiera consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado reportan transacciones con partes vinculadas, cuya definición se especifica en la nota 2.2 "Principios contables significativos".
Los Estados financieros consolidados proporcionan información comparativa del año anterior.

2. Principios contables

2.1 Uso de estimaciones y juicios de la dirección

La preparación de los Estados financieros consolidados, en aplicación de las NIIF-UE, requiere que la dirección tome decisiones y realice estimaciones y supuestos que puedan tener efecto sobre los valores de los ingresos, gastos, activos y pasivos y sobre la información relacionada, así como sobre los activos y pasivos contingentes a la fecha de referencia. Las estimaciones y los juicios de la dirección se basan en la experiencia previa y otros factores considerados razonables en el caso específico; se adoptan cuando el importe en libros de los activos y pasivos no puede deducirse fácilmente de otras fuentes. Los resultados reales, por lo tanto, podrían diferir de estas estimaciones.
Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cada cambio se reflejan en el estado del resultado, en caso de que la revisión se refiere solo a ese ejercicio; en el caso de que, en cambio, la revisión afecte tanto al ejercicio actual como ejercicios futuros, el cambio se reconoce en el ejercicio en que se realiza la revisión y en los correspondientes ejercicios futuros.
Con el fin de comprender mejor los Estados financieros, a continuación se indican las principales partidas de los estados financieros afectadas por el uso de estimaciones contables y los casos que se ven afectados por un componente significativo del juicio de la dirección, destacando los principales supuestos utilizados en su proceso de valoración, en cumplimiento de las citadas NIIF-UE. La criticidad inherente a estas valoraciones está determinada por el recurso a supuestos y/o juicios profesionales relacionados con cuestiones que por su naturaleza son inciertas.
Los cambios en las condiciones subyacentes a los supuestos y juicios adoptados podrían tener un impacto significativo en los resultados posteriores.
La información incluida en los Estados financieros consolidados se selecciona sobre la base de un análisis de materialidad realizado de acuerdo con los requisitos del Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (CNIC)[22].
Además, en cuanto a las repercusiones de la pandemia del COVID-19, la persistencia de la inestabilidad ligada a la propia pandemia determina una incertidumbre sobre las previsiones relativas a la futura evolución del contexto macroeconómico, financiero y de negocio en el que opera el Grupo que se refleja en las valoraciones y estimaciones realizadas por la dirección con respecto a los valores contables de los activos y pasivos afectados por mayor volatilidad. En este sentido, debe hacerse referencia a la nota 6 "Información relacionada con el COVID-19" para verificar los ámbitos de los estados financieros caracterizados por estimaciones y juicios que se ven afectados por la pandemia del COVID-19, también sobre la base de la información disponible a 31 de diciembre de 2021 y considerando el

(22) "La información es relevante si su omisión, indicación incorrecta u ocultamiento pudiera influir en las decisiones que los principales usuarios de los estados financieros toman sobre la base de estos estados financieros, los cuales proporcionan información financiera sobre una empresa específica".

escenario en constante evolución.
En cuanto a los efectos de cuestiones relacionadas con el cambio climático, el Grupo ha considerado que el cambio climático representa un elemento implícito en la aplicación de las metodologías y modelos utilizados para realizar estimaciones en la valoración y/o medición de algunas partidas contables. Además, el Grupo también ha tenido en cuenta los impactos del cambio climático en los juicios significativos realizados por la dirección. En este sentido, las principales partidas incluidas en los Estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021 afectadas por el uso de estimaciones y juicios de la dirección se refieren a las pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros, obligaciones relacionadas con la transición energética, incluidas las de desmantelamiento y restauración de las plantas de algunas centrales de generación, y a la adecuación del valor de los inventarios relativo a algunas centrales de carbón. Para mayor detalle sobre estos conceptos véase nota 18 "Propiedades, planta y equipo", nota 23 "Plusvalía", nota 32 "Inventarios" y nota 39 "Provisiones para riesgos y gastos".

Uso de estimaciones

Ingresos procedentes de contratos con clientes
Los ingresos por la venta de electricidad y gas a clientes finales se reconocen en el momento del suministro de electricidad o gas e incluyen, además del importe facturado en base a lecturas periódicas (y correspondientes al ejercicio) o en base a los volúmenes comunicados por los distribuidores y transportistas, una estimación de la electricidad y el gas suministrados durante el ejercicio y todavía no facturados, como la diferencia entre la electricidad y el gas introducidos en la red de distribución y los facturados durante el ejercicio, calculados teniendo en cuenta posibles pérdidas de la red. Los ingresos entre la última fecha de lectura y el cierre del ejercicio se basan en estimaciones del consumo diario del cliente, principalmente en base a su perfil histórico, ajustado para reflejar las condiciones atmosféricas u otros factores que puedan afectar el consumo estimado.
Para más detalles sobre estos ingresos, consulte la nota 10.a "Ingresos por ventas y prestaciones de servicios".

Deterioro del valor de los activos no financieros
Activos como propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos intangibles, activos por derecho de uso, plusvalía e participaciones en asociadas/negocios conjuntos experimentan una reducción de valor cuando su importe en libros excede el importe recuperable, representado por el mayor entre el valor razonable, neto de costes de disposición, y el valor en uso.
Las verificaciones del importe recuperable de estos activos se realizan de acuerdo con los criterios establecidos por la NIC 36 y descritos con más detalle en la nota 23 "Plusvalía".
En la medición del importe recuperable, el Grupo aplica con carácter general el criterio del valor en uso. Valor en uso significa el valor presente de los flujos de efectivo futuros que se espera que se originen a partir del activo que se está valorando, descontados utilizando una tasa de descuento, antes de impuestos, que refleja las valoraciones actuales de mercado del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo.
Los flujos de efectivo futuros esperados utilizados para determinar el valor en uso se basan en el Plan Industrial más reciente, aprobado por la dirección, que contiene pronósticos de volúmenes, ingresos, gastos de operación e inversiones. Estas previsiones cubren el período de los próximos tres años; para los ejercicios siguientes se tiene en cuenta lo siguiente:

- hipótesis sobre la evolución a largo plazo de las principales variables consideradas en el cálculo de los flujos de efectivo, así como la vida útil media residual de los activos o la duración de las concesiones, en función de las especificidades del negocio;
- una tasa de crecimiento a largo plazo igual al crecimiento a largo plazo de la demanda de electricidad y/o la inflación (dependiendo del país y del negocio) y en cualquier caso que no exceda la tasa de crecimiento promedio a largo plazo del mercado de referencia.

El importe recuperable es sensible a las estimaciones y los supuestos utilizados para determinar el importe de los flujos de efectivo y las tasas de descuento aplicadas. Sin embargo, posibles variaciones en los supuestos subyacentes en los que se basan estos cálculos podrían producir diferentes importes recuperables. El análisis de cada uno de los grupos de activos no financieros es único y requiere que la dirección de la compañía utilice estimaciones y supuestos considerados prudentes y razonables en relación con las circunstancias específicas.
En el escenario actual, el análisis de los indicios de deterioro del valor ha cobrado aún más importancia, ya que también se ha intentado evaluar si el impacto de la pandemia del COVID-19 podría haber reducido el importe en libros de algunos activos no financieros a 31 de diciembre de 2021. Por este motivo, el Grupo ha considerado detenidamente los efectos de la pandemia del COVID-19 a la hora de determinar la existencia de indicios de deterioro del valor de activos no financieros.
Además, en línea con su modelo de negocio y en el contexto de aceleración de la descarbonización del mix de generación e impulso del proceso de transición energética, el Grupo también ha evaluado detenidamente si las cuestiones relacionadas con el cambio climático han afectado a las hipótesis razonables y sostenibles utilizadas para estimar las proyecciones de flujo de efectivo. En este sentido, en caso necesario, el Grupo también ha tenido en cuenta los impactos derivados del cambio climático a largo plazo, en particular considerando en la estimación del valor ter-

minal una tasa de crecimiento a largo plazo alineada con la variación de la demanda eléctrica resultante de los modelos energéticos por país.
La información sobre las principales hipótesis utilizadas para estimar el importe recuperable de los activos con respecto a los impactos relacionados con el cambio climático así como la relativa a variaciones en dichas hipótesis se especifica en la nota 23 "Plusvalía".

Pérdidas esperadas en activos financieros
A la fecha de cierre de cada balance, el Grupo reconoce una provisión por pérdidas esperadas en créditos comerciales y otros activos financieros valorados al coste amortizado, instrumentos de deuda valorados al valor razonable reconocido en el estado del resultado integral, activos de contratos con clientes y el resto de activos dentro del ámbito de aplicación del deterioro.
Las provisiones para pérdidas esperadas sobre activos financieros se basan en supuestos sobre el riesgo de impago y la medición de las pérdidas esperadas. Al formular estos supuestos y seleccionar las entradas para calcular la pérdida esperada, la administración utiliza su propio juicio profesional, basado en la experiencia previa del Grupo, en las condiciones actuales del mercado, así como en las estimaciones previstas a la fecha de cierre de cada balance.
La pérdida crediticia esperada (*Expected Credit Loss*, ECL), calculada utilizando la probabilidad de incumplimiento (PD), la pérdida en caso de impago (LGD) y la exposición al riesgo en caso de impago (EAD), es la diferencia entre los flujos financieros adeudados en virtud del contrato y los flujos de efectivo esperados (incluyendo todos los déficit de efectivo) descontados utilizando la tasa de interés efectiva original (EIR).
En particular, para los créditos comerciales, los activos de contratos con clientes y los créditos por arrendamiento, incluidos aquellos con un componente financiero significativo, el Grupo aplica el método simplificado, calculando las pérdidas esperadas en un período correspondiente a toda la vida del activo, generalmente igual a 12 meses. Sobre la base del mercado de referencia específico y el marco regulatorio aplicable, así como las expectativas de recuperación más allá de 90 días, para estos créditos, a efectos del cálculo de las pérdidas esperadas, el Grupo aplica principalmente una definición de impago igual a 180 días de morosidad, puesto que se considera el indicador más representativo del incremento significativo del riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros con una morosidad superior a 90 días generalmente no se consideran en impago, excepto para algunos sectores comerciales regulados específicos.
Para los créditos comerciales y activos de contratos con clientes, el Grupo aplica principalmente un enfoque colectivo basado en la agrupación de los créditos comerciales y activos de contratos con clientes en clústeres, teniendo en cuenta el contexto regulatorio y de negocio específico de referencia. El Grupo adopta un enfoque analítico solo para los créditos comerciales que la dirección considera individualmente significativas y en presencia de información específica sobre el aumento significativo en el riesgo de crédito.
En el caso de evaluaciones individuales, la PD se obtiene principalmente de proveedores externos.
En caso contrario, en el caso de evaluaciones de forma colectiva, los créditos comerciales se agrupan en base a las características de riesgo de crédito compartidas e informaciones sobre morosidad, considerando una definición específica de impago.

Los clústeres específicos se definen en función de cada negocio y marco regulatorio local, así como de las diferencias entre las carteras de clientes, también en términos de características de riesgo, tasas de morosidad y expectativas de recuperación.
Se supone que los activos de contratos con clientes tienen sustancialmente las mismas características de riesgo que los créditos comerciales, con los mismos tipos contractuales.

Para medir la ECL de los créditos comerciales de forma colectiva, así como para los activos de contratos con clientes, el Grupo considera los siguientes supuestos con respecto a los parámetros de ECL:
- la PD, que se supone igual a la tasa de incumplimiento promedio, se calcula por clúster y considerando datos históricos de al menos 24 meses;
- la LGD es función de las tasas de recuperación de cada clúster, descontadas en base a la tasa de interés efectiva; y
- la EAD se estima igual al valor contable a la fecha del balance neto de los depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas pero no vencidas y las facturas por emitir.

Sobre la base de las evaluaciones específicas de la dirección, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos y escenarios macroeconómicos futuros, que podrían influir en el riesgo de la cartera o instrumento financiero.

Los detalles de los principales supuestos e insumos utilizados se comenta en la nota 46 "Instrumentos financieros por categoría".

Valor depreciable de algunos elementos de las plantas del sector hidroeléctrico italiano según la Ley n.° 134/2012
La Ley del 7 de agosto de 2012, n.° 134 por la que se establecen "Medidas urgentes para el crecimiento del país", publicado en el Boletín Oficial el 11 de agosto de 2012, modernizó profundamente la disciplina de las concesiones hidroeléctricas, disponiendo, entre otras cosas, que cinco años antes del vencimiento de una concesión de gran derivación para uso hidroeléctrico y en los supuestos de ca-

ducidad, renuncia y revocación, cuando no prevalezca un interés público en un uso distinto del agua incompatible con el mantenimiento del uso para fines hidroeléctricos, la administración competente procederá a una licitación pública para la atribución a título oneroso de la concesión por un período de duración de 20 años hasta un máximo de 30 años.

A fin de asegurar la continuidad de la gestión, la mencionada ley también definió los procedimientos para la transferencia del concesionario cesante al nuevo concesionario de la propiedad del ramo de actividad necesario para el ejercicio de la concesión, incluyendo todas las relaciones jurídicas relativas a la propia concesión, a partir del reconocimiento de un canon, que se determinará ínter partes entre el concesionario cesante y la administración concedente, teniendo en cuenta los siguientes elementos:

- para obras de captación, regulación y canalizaciones forzadas y de drenaje, consideradas de libre transmisibilidad por la Ley Consolidada de Sistemas de Aguas y Electricidad (artículo 25 del Real Decreto de 11 de diciembre de 1933, n.° 1775), sobre la base del coste histórico revaluado, calculado neto de las subvenciones de capital público, también revaluadas, recibidas por el concesionario para la realización de estas obras, disminuido por la estimación del deterioro ordinario;
- para los bienes materiales distintos de los anteriores, sobre la base del valor de mercado, entendido como valor de nueva reconstrucción disminuido en la medida del deterioro ordinario.

Si bien se reconoce que la nueva legislación introduce importantes novedades en cuanto a la transferencia de la propiedad de la unidad de negocio relacionada con el ejercicio de concesiones hidroeléctricas, resultan evidentes todas las dificultades asociadas a la aplicación práctica de los principios anteriormente mencionados, ante lo cual subsisten incertidumbres que no permiten hacer una estimación fiable del valor que se puede recuperar al final de las concesiones actuales (valor residual).

Por lo tanto, la dirección ha considerado que no era posible realizar una estimación razonable y fiable del valor residual. Dado que la disposición en cuestión requiere, sin embargo, que el concesionario entrante pague una contraprestación al concesionario cesante, la dirección reconsideró el período de depreciación de los bienes definidos como libremente transmisibles en la Ley n.° 134/2012 (hasta el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2011, dada su libre transmisión, el plazo de depreciación era proporcional al plazo más próximo entre el de la concesión o la vida útil del bien individual), dejándolo de conmensurar a la duración de la concesión para, en caso de que sea más extensa, conmensurarlo a la vida útil del bien individual. Si se dispone de elementos adicionales para realizar una estimación fiable del valor residual, se realizará una modificación prospectiva de los valores contables de los activos involucrados.

Determinación del valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable de los instrumentos financieros se determina sobre la base de precios directamente observables en el mercado, cuando estén disponibles, o, para instrumentos financieros no cotizados, utilizando técnicas de valoración específicas (principalmente basadas en el valor presente) que maximicen el uso de insumos observables en el mercado. En las raras circunstancias en las que esto no fuera posible, la dirección estima los insumos teniendo en cuenta las características de los instrumentos que se están valorando.

Para mayor detalle sobre instrumentos financieros medidos a valor razonable, véase nota 50 "Activos y pasivos medidos a valor razonable".

En cumplimiento de la NIIF 13, el Grupo incluye la medición del riesgo de crédito, tanto de la contraparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) como del propio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), con el fin de poder ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros derivados para la correspondiente medida de riesgo de contraparte, aplicando la metodología reportada en la nota 50 "Activos y pasivos medidos a valor razonable".

Los cambios en los supuestos realizados en la estimación de los datos de insumo podrían tener efectos sobre el valor razonable reconocido para estos instrumentos, especialmente en el contexto actual en el que los mercados son volátiles y las perspectivas económicas altamente inciertas y sujetas a cambios rápidos.

Costes de desarrollo

A fin de evaluar la recuperabilidad de los costes de desarrollo, el valor recuperable se estima sobre la base de supuestos relacionados con los desembolsos financieros adicionales en los que se cree que habrá que incurrir para que el activo esté listo para su uso o para la venta, en las tasas de descuento aplicables y el período de beneficio esperado.

Planes de jubilación y otros planes de beneficios posteriores a la jubilación

Algunos de los empleados del Grupo se benefician de planes de pensiones que ofrecen beneficios de jubilación en función de su historial salarial y sus respectivos años de servicio. Algunos empleados también se benefician de la cobertura de otros planes de beneficios posteriores a la jubilación.

Los cálculos de los costes y pasivos asociados a estos planes se basan en estimaciones realizadas por consultores actuariales, que utilizan una combinación de factores estadístico-actuariales, incluyendo datos estadísticos relativos a años anteriores y previsiones de costes futuros. También se consideran como componentes de la estimación las tasas de mortalidad y jubilación,las hipótesis relativas a la evolución futura de las tasas de descuento, las tasas de

crecimiento de los salarios, las tasas de inflación, así como el análisis de la evolución de los costes sanitarios.
Estas estimaciones pueden diferir sustancialmente de los resultados reales, debido a la evolución de las condiciones económicas y de mercado, aumentos o disminuciones en las tasas de jubilación y la duración de la vida de los participantes, así como cambios en los costes reales de atención médica.
Estas diferencias podrían tener un impacto significativo en la cuantificación del gasto en seguridad social y otros cargos relacionados.
En relación con la pandemia del COVID-19, el Grupo ha analizado detenidamente los posibles impactos de la crisis económica generada por la pandemia sobre las hipótesis actuariales utilizadas en la valoración de los pasivos actuariales y de los activos al servicio de los planes.
Para mayor detalle de las principales hipótesis actuariales adoptadas, véase la nota 38.

Provisiones para riesgos y gastos

Para más detalles sobre las provisiones para riesgos y gastos, consulte la nota 39 "Provisiones para riesgos y gastos". La nota 55 "Activos y pasivos contingentes" también proporciona información sobre los activos y pasivos potenciales más significativos para el Grupo al cierre del ejercicio.

Contenciosos

El Grupo forma parte de diversos procedimientos civiles, administrativos y fiscales, relacionados con el normal desarrollo de sus actividades, que pueden generar pasivos de cuantía significativa, cuyo resultado final no siempre es posible predecir objetivamente. La valoración de los riesgos asociados a los citados procedimientos se basa en elementos complejos que por su naturaleza implican recurrir al juicio de los Administradores, teniendo también en cuenta los elementos adquiridos por los consultores externos que asisten al Grupo, respecto a su clasificación entre potenciales pasivos o entre los pasivos.
Se han constituido fondos para cubrir todas las responsabilidades significativas de los casos en los que los abogados han determinado la probabilidad de un resultado desfavorable y una estimación razonable del importe del gasto.

Obligaciones relacionadas con plantas de generación, incluidas las de desmantelamiento y restauración de plantas

El ejercicio de la actividad de generación puede comportar obligaciones por parte del operador asociadas a futuras intervenciones que deberán realizarse al final del período de operación de la planta.
Estas intervenciones pueden referirse al desmantelamiento de las plantas y a la restauración no dudosa de los sitios en que existan obligaciones de distinta naturaleza, que naturalmente deriven de la tecnología de generación adoptada. La naturaleza de estas obligaciones también influye fuertemente en el tratamiento contable al que están sujetas.
En el caso de las centrales nucleares, donde estos cargos se relacionan tanto con las actividades de desmantelamiento como con el almacenamiento de desechos u otros residuos de materiales radiactivos, la estimación de los costes futuros es un proceso crítico considerando que se trata de costes en los que se incurrirá en un período de tiempo muy largo, estimado hasta en 100 años.
La obligación, en base a supuestos financieros y de ingeniería, se calcula descontando los flujos de efectivo futuros esperados que el Grupo cree que tendrá que pagar por las distintas obligaciones asumidas.
La tasa de descuento utilizada para descontar el pasivo es la denominada "libre de riesgo", bruta de impuestos (tasa libre de riesgo), y se basa en los parámetros económicos del país donde se ubica la planta. Este pasivo lo cuantifica la dirección sobre la base de la tecnología existente en la fecha de valoración y se revisa cada año, teniendo en cuenta la evolución de las técnicas de almacenamiento, desmantelamiento y restauración de la planta, así como la evolución continua de las leyes existentes en materia de protección de la salud y del medio ambiente.
Posteriormente, el valor de la obligación es adecuado para reflejar el paso del tiempo y cualquier cambio en la estimación.

Contratos onerosos

Para identificar un contrato oneroso, el Grupo estima los costes no discrecionales necesarios para el cumplimiento de las obligaciones asumidas (incluidas las eventuales penalizaciones) en virtud del contrato y los beneficios económicos que se supone obtener del mismo contrato.

Arrendamiento

Cuando el tipo de interés implícito en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente, el Grupo utiliza el tipo de interés incremental (*Incremental Borrowing Rate* – IBR) a la fecha efectiva del arrendamiento para calcular el valor presente de los pagos adeudados por el arrendamiento. Este tipo corresponde al aquel que el arrendatario tendría que pagar por un préstamo, con un plazo y una garantía similares, para obtener un activo de valor similar al del derecho de uso en un entorno económico similar. En ausencia de insumos observables, el Grupo estima el IBR sobre la base de supuestos que reflejan la duración y las condiciones contractuales del arrendamiento y otras estimaciones específicas de la sociedad arrendataria.
El aspecto de la NIIF 16 que requirió un mayor recurso a criterios profesionales por parte del Grupo se refiere a la determinación del IBR, para la estimación del valor actual de los pagos adeudados por el arrendamiento a pagar al arrendador.
En este contexto, el enfoque del Grupo para determinar el

IBR se basa en la evaluación de los siguientes tres componentes clave:

- el tipo exento de riesgo, que considera los flujos contractuales de pago por el arrendamiento en moneda extranjera, el contexto económico al momento de la negociación del contrato de arrendamiento y su duración;
- el ajuste por el diferencial de crédito, con el fin de calcular un IBR específico para el arrendatario teniendo en cuenta cualquier garantía de la Matriz u otras garantías subyacentes;
- los ajustes inherentes al contrato de arrendamiento, para reflejar en el cálculo del IBR el hecho de que el tipo de descuento está directamente relacionada con el tipo de activo subyacente, en lugar de con un tipo de interés incremental genérico. En particular, el riesgo de insolvencia del arrendador se ve mitigado por su derecho a reclamar el activo subyacente.

Para más detalles sobre los pasivos por arrendamiento, consulte la nota 46 "Instrumentos financieros por categoría".

Impuestos sobre la renta

Recuperación de impuestos anticipados

A 31 de diciembre de 2021, los Estados financieros consolidados incluyen activos por impuestos diferidos, relacionados con el reconocimiento de bases imponibles negativas o créditos fiscales utilizables en ejercicios posteriores y componentes de ingresos con deducibilidad fiscal diferida, por un importe cuya recuperación es considerada como altamente probable por la dirección.

La recuperabilidad de los mencionados impuestos anticipados está supeditada a la consecución de bases imponibles futuras suficientemente cuantiosas para la absorción de las citadas bases imponibles negativas y para el aprovechamiento de los beneficios de otros activos por impuestos diferidos.

Se requiere una significativa evaluación por parte de la dirección para valorar la probabilidad de recuperabilidad de los impuestos anticipados, considerando toda la evidencia posible, tanto negativa como positiva, y para determinar el importe a reconocer en los estados financieros, en base al momento y a la cantidad de las bases imponibles futuras, a las futuras estrategias de planificación fiscal, así como a las tasas impositivas vigentes en el momento de su reversión. No obstante, en el momento en que se compruebe que el Grupo no puede recuperar en ejercicios futuros la totalidad o parte de los activos por impuestos diferidos reconocidos, el ajuste resultante se imputará al estado del resultado del ejercicio en que se produzca esta circunstancia.

La recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos se revisa al cierre de cada período; los activos por impuestos diferidos no reconocidos en los estados financieros son reevaluados a la fecha de cierre de cada balance con el fin de verificar las condiciones para su reconocimiento.

En caso necesario, el Grupo ha realizado un seguimiento de los tiempos de recuperación de los activos por impuestos diferidos así como de los relativos a la cancelación de las diferencias temporarias deducibles, en su caso, como consecuencia de la mayor incertidumbre provocada por la pandemia del COVID-19.

Para más detalles sobre los activos por impuestos diferidos reconocidos o no reconocidos, consulte la nota 24 "Activos por impuestos diferidos y Pasivos por impuestos diferidos".

Evaluaciones de la dirección

Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE)

A efectos de la comprobación del deterioro de valor, cuando no es posible calcular el importe recuperable de un único activo, el Grupo identifica el grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo en gran medida independientes. Una UGE representa el grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos.

El proceso de identificación de las citadas UGE implica una evaluación por parte de la dirección sobre la especificidad de las actividades y del negocio al que pertenecen (ámbito territorial, áreas de negocio, legislación de referencia, etc.), y la evidencia de que las entradas de efectivo derivadas del grupo de actividades son en gran medida independientes de las que derivan de otros activos (o grupos de activos).

Los activos incluidos en cada UGE también se identifican en función de la forma en que la administración las gestiona y monitoriza como parte del modelo de negocio adoptado. En particular, el número y perímetro de las UGE se actualizan sistemáticamente para reflejar los efectos de las nuevas operaciones de combinación de negocios realizadas por el Grupo, así como para tener en cuenta aquellos factores externos que pudieran afectar a la capacidad de los activos de generar entradas de efectivo independientes.

En particular, en caso de que determinados activos propiedad del Grupo, específicos y bien identificados, sufran condiciones económicas u operativas desfavorables que afecten a su capacidad de contribuir a la realización de flujos de efectivo, podrán ser aislados del resto de activos de la UGE, sujetos a un análisis de recuperabilidad independiente y posiblemente devaluados.

Las UGE identificadas por la dirección a las que se ha asignado la plusvalía registrada en estos Estados financieros consolidados y los criterios por los cuales se han identificado estas UGE se informan en la nota 23 "Plusvalía".

Determinación de la vida útil de los activos no financieros

En la determinación de la vida útil de propiedades, planta y equipo y de los activos intangibles con vida útil finita, el

Grupo considera no solo los beneficios económicos futuros —contenidos en los activos— disfrutados por su uso, sino también muchos otros factores, como el deterioro físico, la obsolescencia del producto o servicio proporcionado por el activo (por ejemplo, técnicas, tecnológicas o comerciales), restricciones legales u otras limitaciones similares (por ejemplo, de seguridad, ambientales, etc.) en el uso del activo, si la vida útil del activo depende de la vida útil de otros activos.
Además, al estimar las vidas útiles de los activos en cuestión, el Grupo ha tenido en cuenta su compromiso dentro del ámbito del Acuerdo de París. Para mayor detalle sobre este aspecto, véase la nota 18 "Propiedades, planta y equipo".

Evaluación de la existencia de los requisitos de control

De acuerdo con lo establecido en la NIIF 10, el control se obtiene cuando el Grupo está expuesto a rendimientos variables, o tiene derechos sobre estos rendimientos, derivados de la relación con la sociedad participada y tiene la capacidad de afectar estos rendimientos, mediante el ejercicio de poder propio sobre la empresa participada. El poder se define como la capacidad actual para dirigir las actividades relevantes de la empresa participada en virtud de derechos sustanciales existentes.
La existencia de control no depende exclusivamente de la posesión de la mayoría de los derechos de voto, sino de los derechos sustanciales de cada inversor sobre la sociedad participada. En consecuencia, se requiere la evaluación por parte de la dirección para valorar situaciones específicas que determinan derechos sustanciales que otorgan al Grupo el poder de dirigir las actividades relevantes de la empresa participada para influir en sus rendimientos.
A efectos de evaluar el requerimiento de control, la dirección analiza todos los hechos y circunstancias, incluidos los acuerdos con otros inversores, los derechos derivados de otros acuerdos contractuales y los derechos de voto potenciales (opciones de compra, *warrants*, opciones de venta asignadas a accionistas minoritarios, etc.). Estos otros hechos y circunstancias pueden ser particularmente relevantes en el contexto de esta evaluación, especialmente en los casos en que el Grupo posee menos de la mayoría de los derechos de voto, o derechos similares, de la empresa participada.
Tras el análisis de la existencia del requerimiento de control, en aplicación de la NIIF 10, el Grupo consolidó por integración global algunas sociedades (Emgesa y Codensa) a pesar de que no poseía la mayoría de los derechos de voto, evaluando así la existencia de requerimientos que llevaron a la constatación de situaciones de control *de facto*.
Además, incluso poseyendo más de la mitad de los derechos de voto de otra empresa, el Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes para evaluar si controla la empresa participada.
El Grupo revisa la existencia de las condiciones de control sobre una empresa participada cuando los hechos y circunstancias indican que se ha producido un cambio en uno o más elementos considerados para verificar la existencia de control.

Valoración de la existencia de control conjunto y del tipo de acuerdo de control conjunto

Según la NIIF 11, un acuerdo de control conjunto es un acuerdo en el que dos o más partes poseen el control conjunto. El control conjunto se posee solamente cuando se requiere el consentimiento unánime de las partes que comparten el control para decisiones relacionadas con actividades significativas.
Un acuerdo de control conjunto puede configurarse como una empresa conjunta o una operación conjunta. Una empresa conjunta es un acuerdo de control conjunto en el que las partes que tienen el control conjunto ostentan derechos sobre los activos netos del acuerdo. Por el contrario, una operación conjunta es un acuerdo de control conjunto en el que las partes que tienen el control conjunto ostentan derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relativos al acuerdo.
Para determinar la existencia de control conjunto y el tipo de acuerdo de control conjunto, se requiere la evaluación de la dirección, que debe valorar los derechos y obligaciones derivados del acuerdo. A tal efecto, la dirección considera la estructura y forma jurídica del acuerdo, los términos pactados entre las partes en el acuerdo contractual y, donde proceda, otros hechos y circunstancias.
Tras este análisis, el Grupo consideró como operación conjunta los acuerdos para la participación accionarial en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.
El Grupo revisa la existencia de control conjunto cuando los hechos y circunstancias indican que ha habido un cambio en uno o más elementos considerados para la verificación de la existencia de control conjunto y el tipo de acuerdo de control conjunto.
Para más detalles sobre las inversiones del Grupo en empresas conjuntas, véase la nota 25 "Inversiones valoradas con el método de la participación".

Evaluación de la existencia de influencia significativa sobre una empresa asociada

Las empresas asociadas son aquellas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa, es decir, el poder de participar en la determinación de las decisiones relativas a las políticas financieras y de gestión de la empresa participada sin ejercer control o control conjunto sobre dichas políticas. Con carácter general, se asume que el Grupo tiene influencia significativa cuando posee una participación de al menos el 20%.
Para determinar la existencia de influencia significativa se requiere la evaluación de la dirección, que deberá valorar todos los hechos y circunstancias.

El Grupo revisa la existencia de influencia significativa cuando los hechos y circunstancias indican que se ha producido un cambio en uno o más elementos considerados para verificar la existencia de dicha influencia significativa.
Para más detalles sobre las inversiones del Grupo en empresas asociadas, véase la nota 25 "Inversiones valoradas con el método de la participación".

Aplicación de la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios" a las concesiones

La CINIIF 12 se aplica a los acuerdos de concesión de servicios de "público a privado", que pueden definirse como contratos que obligan a un concesionario a prestar servicios públicos, es decir, a dar acceso a los principales servicios económicos y sociales, por un período de tiempo específico en nombre de la autoridad pública (es decir, el concedente). En estos contratos, el concedente transfiere al concesionario el derecho a gestionar las infraestructuras utilizadas para la prestación de estos servicios públicos.
En particular, la CINIIF 12 proporciona directrices para el reconocimiento contable, por parte del concesionario, de los acuerdos de concesión de servicios de "público a privado" si:

- el concedente controla o regula qué servicios debe prestar el concesionario con la infraestructura, a quién debe prestarlos y a qué precio; y
- el concedente controla, a través de la propiedad, el derecho a los beneficios o de otro modo, cualquier participación residual significativa en la infraestructura al vencimiento del acuerdo.

Con el fin de evaluar la aplicabilidad de estas disposiciones para el Grupo como concesionario, la dirección llevó a cabo un análisis cuidadoso de las concesiones existentes.
En base a estos análisis, la CINIIF 12 resultó de aplicación para algunas infraestructuras utilizadas en acuerdos de concesión de servicios por parte de determinadas compañías que operan principalmente en Brasil.
Para más detalles sobre las infraestructuras utilizadas en los contratos de concesión de servicios que entran dentro del alcance de la CINIIF 12, véase la nota 19 "Infraestructuras incluidas en la 'CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios'".

Ingresos procedentes de contratos con clientes

La aplicación de la NIIF 15 requirió que el Grupo llevara a cabo las siguientes evaluaciones profesionales (para más detalles sobre los efectos más significativos en los ingresos del Grupo, véase la nota 10.a "Ingresos por ventas y prestaciones de servicios").
Además, durante el ejercicio, el Grupo realizó un cuidadoso seguimiento de los efectos de las incertidumbres vinculadas a la pandemia del COVID-19 en el reconocimiento de sus ingresos, en particular en lo que se refiere a los principales ámbitos afectados por evaluaciones significativas.

Identificación del contrato
El Grupo analiza cuidadosamente los términos y condiciones contractuales a nivel de jurisdicción local para determinar si existe un contrato y si crea derechos y obligaciones exigibles, para aplicar la NIIF 15 solo a dichos contratos.

Identificación y satisfacción de las obligaciones de ejecución
Si un contrato prevé una multiplicidad de bienes y servicios comprometidos, el Grupo evalúa si estos deben reconocerse por separado o conjuntamente, considerando tanto las características individuales de los bienes/servicios como la naturaleza de la promesa en el contexto contractual, teniendo también en cuenta todos los hechos y las circunstancias relativas al contrato específico en el contexto legal y reglamentario correspondiente.
Para evaluar cuándo se satisface una obligación de ejecución, el Grupo evalúa el momento en que se transfiere el control de los bienes o servicios al cliente, considerado principalmente desde el punto de vista del cliente.

Determinación del precio de la transacción
Para determinar si un contrato incluye una contraprestación variable (es decir, una contraprestación que puede variar o depende de que ocurra o no un suceso futuro), el Grupo se refiere a todos los hechos y circunstancias aplicables. En la estimación de la contraprestación variable, el Grupo utiliza el método que le permite predecir mejor el importe de la contraprestación a la que tendrá derecho, aplicándolo uniformemente durante toda la duración del contrato y en contratos similares, utilizando también toda la información a su disposición, y actualizando esta estimación hasta la resolución de la incertidumbre. El Grupo incluye las contraprestaciones variables estimadas en el precio de la transacción únicamente en la medida en que es altamente probable que cuando la incertidumbre asociada a la contraprestación variable se resuelva posteriormente, no se produzca una reversión significativa del importe de los ingresos acumulados reconocidos.

Evaluación "principal/agente"
El Grupo considera que actúa como "agente" en determinados contratos en los que no tiene la responsabilidad principal del cumplimiento del contrato y por tanto no controla los bienes y servicios antes de su transferencia a los clientes. Por ejemplo, el Grupo actúa como "agente" en determinados contratos relativos a servicios de conexión a la red de electricidad/gas y otras actividades vinculadas según el marco regulatorio o normativo local.

Asignación del precio de la transacción
En los contratos que prevén más de una obligación de ejecución (por ejemplo, contratos de venta en forma de "paquete"), en general, el Grupo divide el precio de la transacción entre las diversas obligaciones de ejecución en proporción al precio de venta independientes de los bienes o

servicios diferenciados en cada obligación de ejecución. El Grupo determina los precios de venta independientes teniendo en cuenta toda la información y utilizando los precios observables cuando están disponibles en el mercado o, en su defecto, utilizando un método de estimación que maximice el uso de los datos de entrada observables y aplicándolo de forma coherente en circunstancias similares.
Si el Grupo considera que un contrato incluye una opción por bienes o servicios adicionales (por ejemplo, programas de fidelización de clientes u opciones de renovación) que otorgan al cliente un derecho significativo, el precio de la transacción se asigna a esa opción considerando que representa una obligación de ejecución adicional.

Costes del contrato
El Grupo evalúa la recuperabilidad de los costes incrementales de la obtención de un contrato tanto a nivel de un solo contrato como de un grupo de contratos, si estos costes están asociados a un grupo de contratos.
El Grupo soporta la recuperabilidad de estos costes en base a su experiencia con otras transacciones similares y evaluando diferentes factores, incluyendo potenciales renovaciones, modificaciones y contratos posteriores con el mismo cliente.
El Grupo amortiza estos costes a lo largo de la duración media de la relación con el cliente. Para determinar este período esperado de obtención de los beneficios derivados del contrato, el Grupo se vale de su experiencia previa (por ejemplo, la "tasa de abandono"), de indicadores de previsión inferibles de contratos similares y de información disponible sobre el comportamiento del mercado.

Clasificación y valoración de activos financieros
A la fecha de reconocimiento inicial, para clasificar los activos financieros, como activos financieros al coste amortizado, al valor razonable con cambios en otro resultado integral y al valor razonable con cambios en resultados, la dirección evalúa las características contractuales de los flujos de efectivo de los instrumento junto con el modelo de negocio adoptado para gestionar los activos financieros con el fin de generar flujos de efectivo.
Para evaluar las características de los flujos de efectivo contractuales del instrumento, la dirección realiza la "prueba SPPI" a nivel de instrumento individual para determinar si genera flujos de efectivo que representan solo el pago de principal e intereses, realizando evaluaciones específicas sobre las cláusulas contractuales de los instrumentos financieros así como análisis cuantitativos en caso de ser necesario.
El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo derivarán del cobro de los mismos en base al contrato, de la venta de activos financieros o de ambos.
Para más detalles, consulte la nota 46 "Instrumentos financieros por categoría".

Contabilidad de cobertura
La contabilidad de cobertura se aplica a los derivados a fin de reflejar los efectos de las estrategias de gestión de riesgos en los estados financieros.
Para ello, el Grupo documenta al inicio de la transacción, la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como los objetivos y la estrategia de gestión de riesgos. Además, el Grupo evalúa, tanto al inicio de la relación como de forma sistemática, si los instrumentos de cobertura son altamente efectivos para compensar cambios en el valor razonable o flujos de efectivo de las partidas cubiertas.
Sobre la base de la opinión de la dirección, la valoración de la eficacia en base a la existencia de una relación económica entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, la dominancia del riesgo de crédito en los cambios de valor y el ratio de cobertura, así como la medición de la ineficacia, se valoran mediante una valoración cualitativa o un cálculo cuantitativo, en función de los hechos y circunstancias concretos y de las características de los instrumentos de cobertura y de las partidas cubiertas.
En relación con las coberturas de flujo de efectivo de transacciones futuras, la dirección evalúa y documenta que son altamente probables y tienen una exposición a cambios en los flujos de efectivo que repercuten en el estado del resultado.
Además, durante el ejercicio, el Grupo ha monitorizado de cerca los posibles efectos de las incertidumbres vinculadas a la pandemia del COVID-19 en sus relaciones de cobertura.
Para obtener más detalles sobre los supuestos clave sobre la evaluación de la eficacia y la medición de la ineficacia, consulte la nota 49.1 "Derivados designados como instrumentos de cobertura".

Arrendamientos
Dada la complejidad requerida para la evaluación de los contratos de arrendamiento, combinada con su duración a largo plazo, la aplicación de la NIIF 16 requiere un uso significativo del juicio profesional. En particular, esto ha sido necesario para:
- aplicar la definición de arrendamiento a supuestos propios de los sectores en los que opera el Grupo;
- identificar el componente de servicio en el contexto de los contratos de arrendamiento;
- evaluar cualquier opción de prorrogar y de rescindir el arrendamiento previstas en los contratos para determinar la duración de los contratos, examinando conjuntamente la probabilidad de ejercer estas opciones y cualquier mejora significativa en los activos subyacentes, también en consideración de las interpretaciones recientes del Comité de Interpretación de las NIIF;
- identificar cualquier pago variable que dependa de índices o tasas para determinar si los cambios en estos últimos pueden repercutir en los pagos futuros para el

arrendamiento, así como en el importe del activo que consiste en el derecho de uso;
- estimar el tipo de descuento para calcular el valor actual de los pagos por el arrendamiento; para más detalles sobre los supuestos utilizados para estimar este tipo, véase el subpárrafo "Uso de estimaciones".

Para mayor detalle de los contratos de arrendamiento ver nota 20 "Arrendamiento financiero".

Incertidumbre sobre los tratamientos a efectos del impuesto sobre la renta

El Grupo determina si considera cada tratamiento fiscal incierto por separado o en conjunto con uno o más tratamientos fiscales inciertos, así como si reporta el efecto de la incertidumbre utilizando el método del importe más probable o el método del valor esperado, eligiendo aquel que, de acuerdo con sus proyecciones, prevé mejor la solución de la incertidumbre, teniendo en cuenta las normas tributarias locales.

El Grupo recurre de forma significativa a la evaluación profesional en la identificación de incertidumbres sobre los tratamientos fiscales y revisa las evaluaciones y estimaciones realizadas en presencia de un cambio en los hechos y circunstancias que podrían modificar la conclusión sobre la aceptabilidad de un determinado tratamiento fiscal o sobre la estimación de los efectos de la incertidumbre, o ambos.

Para mayor detalle sobre el impuesto sobre la renta, véase la nota 16 "Impuestos".

2.2 Principios contables significativos

Partes relacionadas

Las partes relacionadas son principalmente aquellas que comparten la misma entidad controladora con Enel SpA, las empresas que directa o indirectamente son controladas por Enel SpA, las empresas asociadas o empresas conjuntas (incluyendo sus filiales) de Enel SpA, o las empresas asociadas o empresas conjuntas (incluidas sus filiales) de cualquier empresa del Grupo. La definición de partes relacionadas también incluye aquellas entidades que administren planes de beneficios posteriores a la jubilación para los empleados de Enel SpA o sus empresas relacionadas (en concreto, los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL), así como los Auditores de cuentas y sus familiares cercanos, directivos con responsabilidades estratégicas y sus familiares cercanos, de Enel SpA y de sus filiales. Los directivos con responsabilidades estratégicas son aquellos que tienen el poder y la responsabilidad, directa o indirectamente, de la planificación, dirección y control de las actividades de la Sociedad e incluyen a los Directores relacionados (tanto si son ejecutivos como si no).

Filiales

Las empresas filiales son las empresas sobre las cuales el Grupo tiene control. El Grupo controla una sociedad, con independencia de la naturaleza de su relación formal, cuando está expuesto a rendimientos variables, o posee derechos sobre dichos rendimientos, derivados de su relación con dicha sociedad y tiene capacidad para repercutir en dichos rendimientos, ejerciendo su poder sobre la empresa.

Los valores de las filiales se consolidan integralmente línea por línea en las cuentas consolidadas a partir de la fecha en que el Grupo adquiere el control y hasta la fecha en que dicho control deja de existir.

Procedimientos de consolidación

Los estados financieros de las sociedades filiales utilizados a efectos de la elaboración de los Estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021 se preparan de acuerdo con los principios contables adoptados por el Grupo.

Si una filial utiliza principios de contabilidad distintos a los adoptados en la preparación de los Estados financieros consolidados para transacciones y eventos análogos en circunstancias similares, se realizan los ajustes apropiados para garantizar el cumplimiento de los principios de contabilidad del Grupo.

Los activos, pasivos, ingresos y costes de las filiales adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen o excluyen de los Estados financieros consolidados, respectivamente, desde la fecha en que el Grupo obtiene o pierde el control de la filial.

El resultado del ejercicio y los demás componentes del estado del resultado integral se atribuyen a los accionistas de la Sociedad Matriz y a terceros aunque los resultados atribuidos a estos últimos presenten una pérdida.

Los activos, los pasivos, los elementos del patrimonio neto, las ganancias, las pérdidas y los flujos de efectivo relativos a transacciones intragrupo se eliminan por completo.

Los cambios en la participación accionaria en inversiones de capital en filiales que no impliquen la pérdida de control se reconocen como transacciones de capital ajustando la participación atribuible a los accionistas de la Matriz y la de terceros para reflejar los cambios en sus participaciones relativas. Cualquier diferencia entre el importe por el que se ajustan las participaciones minoritarias y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el patrimonio neto consolidado.

Cuando el Grupo pierde el control de una filial, cualquier inversión residual en la sociedad previamente controlada se vuelve a medir a su valor razonable en la fecha en que se pierde el control, registrando cualquier ganancia o pérdida resultante de la pérdida de control en el estado del resultado. Además, la participación de las OCI referida a la filial sobre la cual se pierde el control se trata como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

Inversiones en empresas asociadas y acuerdos conjuntos

Las empresas asociadas son aquellas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa, es decir, el poder de participar en la determinación de las decisiones relativas a las políticas financieras y de gestión de la empresa participada sin ejercer control o control conjunto sobre dichas políticas.
Una empresa conjunta es un acuerdo de control conjunto en el que el Grupo posee el control conjunto y ostenta derechos sobre los activos netos del acuerdo. Control conjunto significa compartir el control de un acuerdo, que existe solo cuando se requiere el consentimiento unánime de todas las partes que comparten el control para las decisiones relacionadas con las actividades relevantes.

Las participaciones en sociedades asociadas y empresas conjuntas se contabilizan utilizando el método de la participación (*equity method*).
Con la aplicación del método de la participación, estas participaciones se registran inicialmente por su coste, imputando en el valor contable de las mismas el fondo de comercio que surja de la diferencia entre el coste de la participación y la participación del Grupo en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la sociedad participada en la fecha de adquisición.
Posteriormente a la fecha de adquisición, el valor contable de la participación se ajusta para reconocer la participación del Grupo en la ganancia (pérdida) de la asociada o empresa conjunta con efecto en el estado del resultado del Grupo. También pueden ser necesarios ajustes en el valor contable tras cambios en la participación del Grupo en la asociada o empresa conjunta, derivados de cambios en las partidas del estado de los otros componentes del estado del resultado integral de la participada. La participación del Grupo de estos cambios se reconoce entre los otros componentes del estado del resultado integral del Grupo.
Los dividendos recibidos de inversiones en asociadas y empresas conjuntas se reconocen como un ajuste del valor contable de la participación.
Las ganancias y pérdidas que surgen de las transacciones entre el Grupo y una asociada o empresa conjunta se reconocen en los Estados financieros consolidados únicamente de forma limitada a la participación minoritaria en la asociada o empresa conjunta.
Los estados financieros de las asociadas y empresas conjuntas se preparan para el mismo período contable que el Grupo, realizándose los ajustes, si es necesario, para garantizar el cumplimiento de los principios contables del Grupo.
Tras la aplicación del método de la participación, el Grupo evalúa si es necesario detectar un deterioro relativo a la inversión en la asociada o empresa conjunta. Si existe evidencia objetiva de deterioro de valor, todo el valor contable de la inversión se somete a pruebas de deterioro de acuerdo con la NIC 36 como un solo activo. Para obtener más detalles sobre el deterioro, consulte el párrafo "Deterioro del valor de los activos no financieros" en la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección".

Cuando una participación en la propiedad deja de ser una empresa asociada o empresa conjunta, el Grupo reconoce cualquier inversión residual en la empresa a valor razonable (con contrapartida en el estado del resultado); todos los importes previamente reconocidos en las OCI relativos a estas inversiones se contabilizan como si las empresas participadas hubieran enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.
En caso de reducción de una inversión en una asociada o empresa conjunta que no implique la pérdida de influencia significativa o del control conjunto, el Grupo continúa aplicando el método de participación y la participación en las ganancias y pérdidas previamente reconocidas en el alcance de las OCI, relativa a esta reducción, se contabiliza como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.
Cuando una participación de una inversión en una filial o empresa conjunta cumple las condiciones para ser clasificada como mantenida para la venta, la parte residual de esa inversión que no ha sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta la disposición de la parte clasificada como mantenida para la venta.
Una operación conjunta es un acuerdo de control conjunto en el que el Grupo, que posee el control conjunto, tiene derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. Para cada operación conjunta, el Grupo reconoce activos, pasivos, costes e ingresos sobre la base de los términos del acuerdo y no sobre la base de la participación accionaria mantenida.
En caso de que se produzca un aumento de la participación en una actividad controlada conjuntamente, que cumpla la definición de actividad empresarial:

- si el Grupo adquiere el control y poseía derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con la actividad controlada conjuntamente inmediatamente antes de la fecha de adquisición, entonces la transacción representa una combinación de negocios realizada por etapas. En consecuencia, el Grupo aplica los requisitos para una combinación de negocios realizada por etapas, incluyendo el recálculo de la participación que anteriormente tenía en el negocio controlado conjuntamente a valor razonable en la fecha de adquisición;
- si el Grupo obtiene el control conjunto (es decir, ya tenía una participación en una operación conjunta sin tener el control conjunto), la participación previamente mantenida en la operación conjunta no debe volver a medirse.

Para más detalles sobre las inversiones del Grupo en empresas asociadas y empresas conjuntas, véase la nota 25 "Inversiones valoradas con el método de la participación".

Conversión de partidas en moneda extranjera

Las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional se contabilizan, en el momento del reconocimiento inicial, al tipo de cambio de contado vigente en la fecha de la transacción.
Posteriormente, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a la moneda funcional se convierten utilizando el tipo de cambio de cierre (es decir, el tipo de cambio al contado en la fecha del balance).
Los activos y pasivos no monetarios denominados en moneda extranjera, registrados al coste histórico, se convierten utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha del reconocimiento inicial de la transacción. Los activos y pasivos no monetarios denominados en moneda extranjera, reconocidos a valor razonable, se convierten utilizando el tipo de cambio a la fecha de determinación del valor razonable. Las diferencias de cambio que puedan surgir se reconocen en el estado del resultado.
Al determinar el tipo de cambio al contado que se utilizará para el reconocimiento inicial del activo, coste o ingreso (o parte del mismo) asociado con la baja en cuentas de un activo o pasivo no monetario derivado del pago o recibo de un anticipo en moneda extranjera, la fecha de la transacción es aquella en la que el Grupo reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario correspondiente al anticipo. En caso de que existan más anticipos pagados o recibidos, el Grupo determina la fecha de la operación por cada anticipo pagado o recibido.

Conversión de estados financieros en moneda extranjera

En los Estados financieros consolidados los ingresos, costes, activos y pasivos se expresan en euros, que representa la moneda de presentación de la Sociedad Matriz.
A efectos de la elaboración de los Estados financieros consolidados, las cuentas anuales de las sociedades consolidadas con moneda funcional distinta de la moneda de presentación de las cuentas anuales consolidadas, se convierten a euros aplicando el tipo de interés a los activos y pasivos, incluidos los fondos de comercio y los ajustes tipo de cambio al cierre del ejercicio, y en las partidas del estado del resultado el tipo de cambio medio del ejercicio siempre que se aproxime a los tipos de cambio vigentes a la fecha de las respectivas transacciones.
Las diferencias de cambio relacionadas se reconocen directamente en el patrimonio y se presentan separadamente en una reserva específica del mismo; esta reserva se revierte proporcionalmente al estado del resultado en el momento de la venta (parcial o total) de la participación accionaria.

Cuando la moneda funcional de una empresa consolidada es la moneda de una economía hiperinflacionaria, el Grupo reexpresa los estados financieros de acuerdo con la NIC 29 antes de aplicar el método de conversión específico que se establece a continuación.
Para considerar el impacto de la hiperinflación en el tipo de cambio de la moneda local, la posición financiera y el resultado económico (es decir, activos, pasivos, elementos de capital, ingresos y costes) de una empresa cuya moneda funcional es la moneda de una economía hiperinflacionaria se convierten en la moneda de presentación del Grupo (euro) utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha de presentación, excepto por los importes comparativos presentados en los estados financieros del año anterior que no se ajustan por cambios sucesivos en el nivel de precios o cambios sucesivos en los tipos de cambio.

Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios anteriores al 1 de enero de 2010 y concluidas dentro del mencionado año, se reconocieron en base a lo establecido en la NIIF 3 (2004).
Estas combinaciones se reconocieron utilizando el método de compra (*purchase method*), donde el coste de compra es igual al valor razonable a la fecha de intercambio de los activos vendidos y de los pasivos incurridos o asumidos, más los costes directamente atribuibles a la adquisición. Este coste se asignó reconociendo los activos, pasivos y pasivos potenciales identificables de la adquirida a sus relativos valores razonables. Cualquier excedente positivo del coste de compra sobre el valor razonable de la participación de los activos netos adquiridos pertenecientes al Grupo se contabilizaba como fondo de comercio o, si es negativo, se reconoce en el estado del resultado. El valor de la participación de terceros se determinaba en proporción a la participación de los terceros en los activos netos.
En las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en el momento de la adquisición del control, los ajustes a los valores razonables relativos a los activos netos previamente adquiridos se reflejaron en patrimonio; el importe del fondo de comercio se determinó por separado para cada transacción individual sobre la base del valor razonable de los activos netos adquiridos a la fecha de cada transacción individual.

Las combinaciones de negocios posteriores al 1 de enero de 2010 se reconocen en base a lo dispuesto en la NIIF 3 (2008), en adelante NIIF 3 Revisada.
En particular, estas combinaciones de negocios se reconocen utilizando el método de adquisición (*acquisition method*), donde el coste de compra (contraprestación transferida) es igual al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos adquiridos, los pasivos incurridos o asumidos, así como cualquier instrumento de patrimonio emitido por el comprador. El coste de compra incluye

el valor razonable de cualquier activo y pasivo por contraprestaciones contingentes.
Los costes directamente atribuibles a la adquisición se reconocen en el estado del resultado.
La contraprestación transferida se asigna reconociendo los activos, pasivos y pasivos potenciales identificables de la empresa adquirida a sus valores razonables en la fecha de adquisición. Cualquier excedente entre la suma de la contraprestación transferida, medida a su valor razonable en la fecha de adquisición, el importe de cualquier participación minoritaria y cualquier participación en la adquirida previamente mantenida por el Grupo (en una combinación de negocios realizada en varias fases), con respecto al valor neto de los importes de los activos identificables adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, medidos a valor razonable, se reconoce como fondo de comercio. Si la diferencia es negativa, el Grupo verifica que ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para determinar los importes a reconocer en la fecha de adquisición. Si al final de esta verificación se confirma una excedencia del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe total transferido, dicha excedencia representa la ganancia resultante de una compra en condiciones favorables y se reconoce en el estado del resultado.
El valor contable de los intereses de terceros se determina en proporción a la participación de las mismas en los activos netos identificables de la adquirida, o a su valor razonable en la fecha de adquisición.
Si la combinación de negocios se realiza por etapas, en el momento en que se adquiere el control, las acciones que se poseían anteriormente en la sociedad adquirida se vuelven a valorar a su valor razonable y cualquier diferencia (positiva o negativa) se reconoce en el estado del resultado.
Cualquier contraprestación potencial se reconoce a su valor razonable en la fecha de adquisición. Los cambios posteriores en el valor razonable de la contraprestación contingente, clasificada como un activo o un pasivo, es decir, como un instrumento financiero según la NIIF 9, se reconocen en el estado del resultado. La contraprestación potencial que no entra dentro del alcance de la NIIF 9 se evalúa sobre la base de la referencia específica de las NIIF/NIC. La contraprestación contingente que se clasifica como instrumento de patrimonio no se vuelve a medir y, en consecuencia, su liquidación se contabiliza en el patrimonio neto.
En caso de que los valores razonables de los activos, pasivos y pasivos potenciales puedan determinarse solo de forma provisional, la combinación de negocios se reconoce utilizando estos valores provisionales. Cualquier ajuste, derivado de la finalización del proceso de valoración, se reconoce dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adquisición, reexpresando los datos comparativos.

Medición del valor razonable

El Grupo aplica la NIIF 13 para todas las mediciones del valor razonable y la relativa información adicional, según lo requieran o permitan las normas contables internacionales.
El valor razonable representa el precio que se recibiría por la venta de un activo, o se pagaría por la transferencia de un pasivo, en el ámbito de una transacción regular entre participantes del mercado en la fecha de medición (llamado "exit price").
La medición del valor razonable asume que la operación de venta del activo o la transferencia del pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, en el mercado en el que tiene lugar el mayor volumen y nivel de transacciones para el activo o pasivo. A falta de un mercado principal, se asume que la operación se realiza en el mercado más ventajoso al que tiene acceso el Grupo, es decir, el mercado capaz de maximizar los resultados de la operación de venta del activo o de minimizar el importe a ser pagado para transferir el pasivo.
El valor razonable de un activo o pasivo se determina utilizando los supuestos que los operadores del mercado tomarían en consideración para definir el precio del activo o pasivo, asumiendo que actúan de acuerdo con su mejor interés económico. Los operadores de mercado son compradores y vendedores independientes, informados, capaces de concluir una transacción por el activo o pasivo y motivados, pero no obligados ni inducidos en modo alguno, a completar la transacción.
Al medir el valor razonable, el Grupo considera las características de los activos o pasivos específicos, en particular:

- para los activos no financieros tiene en cuenta la capacidad de un operador del mercado para generar beneficios económicos utilizando el activo en su máximo y mejor uso o vendiéndolo a otro operador del mercado capaz de utilizarlo en su máximo y mejor uso;
- para pasivos e instrumentos de patrimonio, el valor razonable incluye el efecto del denominado "non-performance risk", es decir, el riesgo de que el Grupo no pueda cumplir con sus obligaciones, incluyendo, entre otros, el riesgo de crédito del propio Grupo;
- en el caso de grupos de activos y pasivos financieros gestionados sobre la base de su exposición neta a riesgos de mercado o al riesgo de crédito, se permite la medición del valor razonable sobre una base neta.

Al medir el valor razonable de los activos y pasivos, el Grupo utiliza técnicas de valoración apropiadas a las circunstancias y para las cuales se dispone de datos suficientes para evaluar el valor razonable en sí mismo, maximizando el uso de datos de entrada observables y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

Propiedades, planta y equipo

La partida propiedades, planta y equipo se contabiliza por su coste neto de la depreciación acumulada y de cualquier pérdida por deterioro de valor acumulada. Este coste incluye los costes accesorios directamente atribuibles para llevar el bien al lugar y en las condiciones necesarias para su puesta en servicio y para el uso para el que fue adquirido.

El coste también se incrementa, en presencia de obligaciones legales o implícitas, por el valor actual del coste estimado para el desmantelamiento del activo y/o restauración de la planta en la que se encuentra. El pasivo correspondiente se reconoce en un fondo de pasivo como parte de las provisiones para riesgos y gastos. El tratamiento contable de las revisiones de las estimaciones de estos costes, del paso del tiempo y de la tasa de descuento se indican en la nota 39 "Provisiones para riesgos y gastos".

Las propiedades, planta y equipo transferidas por parte de los clientes para la prestación de servicios de conexión a la red eléctrica y/o la prestación de otros servicios relacionados se reconocen a su valor razonable en la fecha en que se obtiene el control.

Los cargos financieros directamente atribuibles a la compra, construcción o producción de bienes que requieren un período significativo antes de estar listos para su uso o venta (los llamados "qualifying asset"), se capitalizan como parte del coste de los propios bienes. Los cargos financieros relacionados con la compra/construcción de activos que no tengan estas características se reconocen en el estado del resultado del ejercicio correspondiente.

Algunos bienes, sujetos a revalorización a la fecha de transición a NIIF-UE o en períodos anteriores, se reconocieron sobre la base de su valor razonable, considerado como coste atribuido ("deemed cost") a la fecha de revalorización.

En caso de que diferentes partes significativas de cada propiedades, planta y equipo tenga distintas vidas útiles, los componentes identificados se reconocen y deprecian por separado.

Los costes incurridos después de la compra se reconocen como incremento en el valor contable de la partida a la que se refieren, si es probable que los beneficios futuros asociados con el coste incurrido para reemplazar una parte del activo fluyan al Grupo y el coste del artículo se pueda determinar de forma fiable. Todos los demás costes se reconocen en el estado del resultado del ejercicio en que se incurren.

Los costes de reposición de la totalidad o parte de un activo se reconocen como mayor valor contable del activo al que se refieren y se amortizan a lo largo de su vida útil; el valor neto contable de la unidad sustituida se elimina de cuentas con cargo al estado del resultado.

Propiedades, planta y equipo, al neto del valor residual, se amortiza en línea recta en base a la vida útil estimada del bien que se revisa anualmente; cualquier cambio en los criterios de depreciación se aplica prospectivamente. Para más detalles sobre la vida útil estimada, véase la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección".

La depreciación comienza cuando el activo está disponible para su uso.

La vida útil estimada de los principales bienes de propiedades, planta y equipo es la siguiente:

Construcciones civiles	10-70 años
Construcciones y obras civiles incluidos en las plantas	10-100 años
Centrales hidroeléctricas:	
- tuberías a presión	7-85 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	5-60 años
- otras obras hidráulicas fijas	5-100 años
Centrales termoeléctricas:	
- calderas y elementos auxiliares	3-53 años
- componentes de turbina de gas	3-53 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	3-53 años
- otras obras hidráulicas fijas	3-53 años
Centrales nucleares	50 años
Centrales geotérmicas:	
- torres de refrigeración	20-25 años
- turbinas y generadores	25-30 años
- piezas de la turbina en contacto con el fluido	10-25 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	20-40 años
Plantas de producción de energía eólica:	
- torres	20-30 años
- turbinas y generadores	20-30 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	15-30 años
Plantas de producción de energía solar:	
- maquinaria mecánica y eléctrica	20-30 años
Instalaciones de alumbrado público y artístico:	
- instalaciones de alumbrado público	10-20 años
- instalaciones de alumbrado artístico	20 años
Líneas de transporte	12-50 años
Subestaciones eléctricas	20-55 años
Instalaciones de distribución:	
- líneas de alta tensión	10-60 años
- subestación primaria	5-55 años
- redes de media y baja tensión	5-50 años
Contadores:	
- contadores electromecánicos	3-34 años
- grupos de medición del balance energético	3-30 años
- contadores electrónicos	6-35 años

La vida útil de las mejoras en los bienes de terceros se determina en función de la duración del contrato de arrendamiento o, si es menor, de la duración de los beneficios derivados de la mejora.

Los terrenos no se amortizan porque tienen una vida útil ilimitada.

Los activos reconocidos como parte de propiedades, planta y equipo se dan de baja cuando se enajenan (es decir, cuando el receptor obtiene el control) o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros de su uso o enajenación. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida en el estado del resultado, se calcula como la diferencia

entre el producto neto de la enajenación, determinado de acuerdo con la NIIF 15 sobre el precio de la transacción, y el importe neto contable de los activos dados de baja.

Activos transferibles a título gratuito

Las plantas del Grupo incluyen activos transferibles a título gratuito que forman parte de concesiones, principalmente de derivaciones de agua a gran escala y de zonas de propiedad estatal utilizadas para la explotación de centrales térmicas.

Según el marco normativo italiano vigente hasta el año 2011, en las fechas de vencimiento de las concesiones, a menos que se renueven, todas las obras de captación y regulación, las tuberías a presión, los canales de drenaje y las plantas situadas en terrenos de propiedad estatal deberían haber sido transferidas gratuitamente al Estado, en condiciones de funcionamiento normal. En consecuencia, la amortización de los activos que podían devolverse a título gratuito se calculaba en función de la duración de la concesión y la vida útil del activo, la que fuera menor. A raíz de los cambios normativos introducidos por la Ley n.º 134 del 7 de agosto de 2012, los activos anteriormente clasificados como "transferibles a título gratuito" adscritos a las concesiones para la derivación de agua para uso hidroeléctrico se consideran ahora de la misma manera que otras categorías de "Propiedades, planta y equipo", y por tanto se amortizan a lo largo de su vida útil (cuando esta supera el vencimiento de la concesión), como ya se ha ilustrado en el comentario del punto anterior "Valor depreciable de algunos elementos de las plantas del sector hidroeléctrico italiano según la Ley n.º 134/2012", al que hay que remitirse para más detalles.

De acuerdo con las Leyes n.º 29/1985 y n.º 46/1999, las centrales hidroeléctricas situadas en territorio español también funcionan en régimen de concesión administrativa, al término de la cual las centrales serán devueltas al Estado en condiciones de funcionamiento normal. Estas concesiones expiran en 2067.

Algunas empresas del sector de la generación de América Latina son titulares de concesiones administrativas cuyas condiciones son similares a las aplicables en el régimen concesional español. Estas concesiones expiran en 2071.

Infraestructura al servicio de una concesión no cubierta por la "CINIIF 12 – Acuerdos de concesión de servicios"

En cuanto a la distribución de energía eléctrica, el Grupo es el concesionario en Italia de este servicio. La concesión, otorgada por el Ministerio de Desarrollo Económico, es gratuita y expira el 31 de diciembre de 2030. Si, al expirar, no se renueva la concesión, el concedente deberá pagar una indemnización por el rescate. Esta indemnización se determinará de común acuerdo entre las partes según los criterios de valoración adecuados, basados tanto en el valor de los activos a rescatar como en su rentabilidad.

Para determinar la indemnización, el elemento de rentabilidad de los activos rescatados estará representado por el valor descontado de los flujos de efectivo futuros. Las infraestructuras utilizadas para la explotación de la citada concesión son propiedad de la concesionaria y están a su disposición; se registran en la partida "Propiedades, planta y equipo" y se amortizan a lo largo de su vida útil.

El Grupo también opera mediante concesiones administrativas en la distribución de energía eléctrica en otros países (entre ellos España y Rumanía); estas concesiones garantizan el derecho a construir y gestionar las redes de distribución por un período de tiempo indefinido.

Infraestructura dentro del alcance de la "CINIIF 12 – Acuerdos de concesión de servicios"

En un acuerdo de concesión de servicios entre el sector público y el privado que entra en el ámbito de aplicación de la "CINIIF 12 – Acuerdos de concesión de servicios", el concesionario ("operador") presta un servicio de acuerdo con las condiciones del contrato, construyendo o mejorando la infraestructura utilizada para prestar el servicio público y/o explotando y manteniendo la infraestructura durante el período de la concesión.

El Grupo, en calidad de concesionario, no contabiliza las infraestructuras que entran en el ámbito de aplicación de la CINIIF 12 bajo el epígrafe "Propiedades, planta y equipo"; el Grupo reconoce y mide los ingresos por los servicios que presta de acuerdo con la NIIF 15. En particular, según las características del contrato de concesión de servicios, cuando el Grupo presta servicios de construcción o mejora, reconoce:

- activos financieros, si el Grupo tiene un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero del concedente (o de un tercero, de acuerdo con las instrucciones del concedente) y el concedente no tiene la capacidad de evitar el pago. En este caso, el concedente se compromete contractualmente a pagar al concesionario unos importes determinados o determinables, o la diferencia entre los importes recibidos de los usuarios del servicio público y los importes determinados o determinables (establecidos en el acuerdo), y estos pagos son independientes del uso de la infraestructura; y/o
- activos intangibles, si el Grupo obtiene el derecho (licencia) de cobrar a los usuarios del servicio público. En este caso, el concesionario no tiene un derecho incondicional a recibir efectivo, ya que los importes dependen del grado de utilización del servicio por parte de los usuarios.

Si el Grupo, en calidad de concesionario, tiene un derecho contractual a recibir un activo intangible (el derecho a cobrar a los usuarios del servicio público), los costes financieros atribuibles al acuerdo se capitalizan de la forma descrita en la nota 18 "Propiedades, planta y equipo".

Sin embargo, en el caso de los servicios de construcción/mejora, ambos tipos de contraprestación se clasifican generalmente como activos de contratos con clientes durante el período de construcción/mejora.

Para más detalles sobre estas contraprestaciones, véase la nota 10.a "Ingresos por ventas y prestaciones de servicios".

Arrendamiento

El Grupo posee bienes de propiedades, planta y equipo utilizados en el desarrollo de sus operaciones, mediante contratos de arrendamiento. En la fecha de inicio del arrendamiento, el Grupo determina si el contrato es, o contiene, un arrendamiento.

El Grupo aplica la definición de arrendamiento de la NIIF 16 a los contratos celebrados o modificados a partir del 1 de enero de 2019; esta definición se cumple cuando el contrato transfiere el derecho a controlar el uso de un activo subyacente durante un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

Por el contrario, en el caso de los contratos celebrados antes del 1 de enero de 2019, el Grupo determinó si el acuerdo era o contenía un arrendamiento de acuerdo con la CINIIF 4.

Grupo en calidad de arrendatario

En la fecha de entrada en vigor o de modificación de un contrato que contenga un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales de arrendamiento o no arrendamiento, el Grupo asigna la contraprestación del contrato a cada componente de arrendamiento en función de su precio independiente.

El Grupo reconoce un activo consistente en el derecho a utilizar el activo subyacente y un pasivo por arrendamiento en la fecha de entrada en vigor del contrato (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso).

El activo por derecho de uso representa el derecho del arrendatario a utilizar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento; su valoración inicial es al coste, que comprende el importe inicial del pasivo por arrendamiento rectificado por todos los pagos por arrendamiento realizados en la fecha de entrada en vigor o antes, menos los incentivos por arrendamiento recibidos, más los posibles costes directos iniciales en los que se haya incurrido y una estimación de los costes de desmantelamiento y retirada del activo subyacente y de la restauración del activo subyacente o del lugar en el que se encuentre.

Posteriormente, los activos por derecho de uso se amortizan de forma lineal a lo largo del plazo de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos por derecho de uso, lo que sea menor, según lo expresado a continuación:

	Vida residual media (años)
Edificios	7
Derechos de superficie relacionados con las instalaciones de energía renovable	32
Vehículos y otros medios de transporte	5

Si el arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente al Grupo al final del plazo del contrato o si el coste del activo por derecho de uso refleja el hecho de que el Grupo ejercerá la opción de compra, la amortización se calcula sobre la base de la vida útil estimada del activo subyacente.

Además, los activos por derecho de uso se someten a pruebas de deterioro del valor y se ajustan para reflejar cualquier revalorización del pasivo por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se valora inicialmente por el valor actual de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del arrendamiento. Para calcular el valor actual de las cuotas de arrendamiento que se deben pagar, el Grupo utiliza el tipo de interés marginal del arrendatario en la fecha de entrada en vigor del arrendamiento cuando el tipo de interés implícito en el arrendamiento no es fácilmente determinable.

Los pagos variables por arrendamiento que no dependen de un índice o tipo de interés se reconocen como gasto en el período en que se produce el hecho o circunstancia que desencadena los pagos.

Después de la fecha de entrada en vigor, el pasivo por arrendamiento se valora al coste amortizado utilizando el método del interés efectivo y se actualiza a medida que se producen determinados acontecimientos.

El Grupo aplica la excepción al reconocimiento prevista para los contratos de arrendamiento a corto plazo a sus contratos con una duración igual o inferior a 12 meses a partir de la fecha de entrada en vigor. También aplica la excepción al reconocimiento prevista para los contratos de arrendamiento en los que el activo subyacente es de "valor modesto" y el importe se estima como no significativo. Por ejemplo, el Grupo obtiene bajo arrendamiento determinados equipos de oficina (es decir, ordenadores, impresoras y fotocopiadoras) que se consideran de escaso valor. Los pagos debidos por los contratos de arrendamiento a corto plazo y aquellos en los que el activo subyacente es de escaso valor se reconocen como gasto de forma lineal a lo largo del plazo de arrendamiento.

El Grupo presenta los activos consistentes en el derecho de uso que no se ajustan a la definición de inversión inmobiliaria bajo "Propiedades, planta y equipo" y los pasivos por arrendamiento en "Préstamos".

De acuerdo con las disposiciones de la norma, el Grupo presenta los gastos por intereses de los pasivos por arrendamiento de forma separada en "Otros gastos financieros" y la amortización de los activos por derecho de uso de forma separada en "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor".

Grupo en calidad de arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, determina en la fecha de inicio del arrendamiento si se trata de un arrendamiento financiero o de un arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el Grupo transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros; en caso contrario, se clasifican como arrendamientos operativos. Para realizar esta

evaluación, el Grupo considera los indicadores proporcionados por la NIIF 16. Si el contrato contiene componentes de arrendamiento y no arrendamiento, el Grupo asigna la contraprestación del contrato aplicando la NIIF 15.
El Grupo contabiliza los ingresos por alquileres de los contratos de arrendamientos operativos de forma sistemática a lo largo del plazo de arrendamiento y los reconoce como "Otros ingresos".

Propiedades de inversión

Las propiedades de inversión representan los bienes inmuebles del Grupo mantenidos con fines de alquiler y/o para la revalorización del capital, en lugar de utilizarlos en el ciclo de producción o en el suministro de bienes/servicios.
Se reconocen al coste, al neto de la depreciación acumulada y de las pérdidas de valor acumuladas.
Las propiedades de inversión, a excepción de los terrenos, se amortizan de forma lineal a lo largo de la vida útil estimada de los activos.
Las pérdidas por deterioro se determinan según los criterios que se explican a continuación.
Un análisis detallado del valor razonable de las propiedades de inversión se presenta en la nota 50 "Activos y pasivos medidos a valor razonable".
Las propiedades de inversión se dan de baja contablemente cuando se enajenan (en la fecha en la que el receptor obtiene el control) o cuando se retiran definitivamente del uso y no se esperan beneficios económicos futuros de su enajenación. La ganancia o pérdida, si la hay, reconocida en el estado del resultado se calcula como la diferencia entre el producto neto de la enajenación, determinado de acuerdo con las disposiciones sobre el precio de la transacción de la NIIF 15, y el importe neto contable de los activos enajenados.
Las reclasificaciones a (o desde) la partida "Propiedades de inversión" solo se permiten en el caso de un cambio de uso respaldado por pruebas.

Activos intangibles

Los activos intangibles son activos que carecen de sustancia física, son identificables, están controlados por el Grupo y son capaces de generar beneficios económicos futuros. Se reconocen por su coste de adquisición o por su coste de producción interno, cuando es probable que el Grupo obtenga beneficios económicos futuros de su uso y el coste pueda determinarse con fiabilidad.
El coste incluye los gastos incidentales directamente atribuibles necesarios para que los activos estén disponibles para su uso.
Los costes de desarrollo se reconocen como activos intangibles solo cuando el Grupo puede demostrar la viabilidad técnica de completar el activo, así como tener la capacidad, intención y disponibilidad de recursos para completar el activo para su uso o venta.
Los costes de investigación se reconocen en el estado del resultado.
Los activos intangibles con una vida útil finita se reconocen netos de la amortización acumulada y de cualquier pérdida de valor acumulada.
La amortización se calcula de forma lineal a lo largo de la vida útil estimada del activo, que se revisa al menos anualmente; cualquier cambio en los criterios de amortización se aplica de forma prospectiva. Para más detalles sobre la vida útil estimada, hay que remitirse a la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección".
La amortización comienza cuando el activo intangible está disponible para su uso. En consecuencia, los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso no se amortizan, sino que se someten a una prueba anual de deterioro (*impairment test*).
Los activos intangibles del Grupo tienen una vida útil finita, a excepción de algunas concesiones y el fondo de comercio.
Los activos intangibles con una vida útil indefinida no se amortizan de forma lineal, sino que se someten a una prueba de deterioro al menos una vez al año (*impairment test*). La vida útil indefinida debe revisarse anualmente para determinar si se puede seguir manteniendo. En caso contrario, el cambio en la determinación de la vida útil de indefinida a finita se reconoce como un cambio en la estimación contable.
Los activos intangibles se dan de baja contablemente cuando se enajenan (en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando no se esperan beneficios económicos futuros de su uso o enajenación. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida en el estado del resultado, se determina como la diferencia entre la contraprestación neta derivada de la enajenación, determinada de acuerdo con la NIIF 15 sobre el precio de la transacción, y el importe neto contable del activo dado de baja.
La vida útil estimada de los principales activos intangibles, divididos en generados internamente y adquiridos, se detalla a continuación:

Costes de desarrollo:	
- generado internamente	2-26 años
- adquirido	3-26 años
Derechos de patente industrial y derechos de propiedad intelectual:	
- generado internamente	3-10 años
- adquirido	2-50 años
Concesiones, licencias, marcas y derechos similares:	
- generado internamente	20 años
- adquirido	1-40 años
Activos intangibles procedentes de acuerdos de concesión de servicios:	
- generado internamente	-
- adquirido	5 años
Otros activos intangibles:	
- generado internamente	2-28 años
- adquirido	1-28 años

El Grupo también presenta en el activo intangible los costes de obtención de contratos con clientes capitalizados de acuerdo con la NIIF 15.
El Grupo capitaliza estos costes solo si:

- los costes son incrementales, en el sentido de que son directamente atribuibles a un contrato identificado y el Grupo no habría incurrido en ellos si no se hubiera obtenido el contrato;
- el Grupo espera recuperarlos mediante reembolso (recuperabilidad directa) o márgenes (recuperabilidad indirecta).

En particular, el Grupo suele capitalizar las comisiones de venta pagadas a los agentes si se cumplen los criterios de capitalización.
Los costes capitalizados para la obtención de contratos con clientes se amortizan sistemáticamente, de forma coherente con el modelo de transferencia de los bienes o servicios a los que se refieren, y se someten a pruebas de deterioro para detectar cualquier pérdida de valor en la medida en que el importe contable de estos activos supere su importe recuperable.
El Grupo amortiza los costes de obtención de contratos con clientes capitalizados de forma lineal durante el período de beneficio esperado del contrato (es decir, la duración media de la relación con el cliente); cualquier cambio en los criterios de amortización se reconoce de forma prospectiva.

Plusvalía

La plusvalía representa los beneficios económicos futuros derivados de otros activos adquiridos en una combinación de negocios que no están identificados individualmente y reconocidos por separado. Para más detalles, hay que remitirse al párrafo de los principios contables "Combinaciones de negocios".
La plusvalía derivada de la adquisición de filiales se reconoce por separado y, tras su reconocimiento inicial, no se amortiza, sino que se comprueba, al menos anualmente, su deterioro como parte de la revisión de la UGE a la que pertenece.
A efectos del test de deterioro, la plusvalía se asigna, desde la fecha de adquisición, a cada UGE que se espera que se beneficie de las sinergias de la combinación.
La plusvalía relacionada con las inversiones en empresas asociadas y negocios conjuntos se incluye en el importe contable de esos activos.

Deterioro de valor de los activos no financieros

En la fecha de cierre del período, las propiedades, planta y equipo, las propiedades de inversión, los activos intangibles, los activos consistentes por derecho de uso, la plusvalía y las participaciones en asociadas/negocios conjuntos se someten a pruebas para detectar indicadores de posible deterioro de valor.

Las UGE a las que se ha asignado la plusvalía, los activos intangibles con vidas útiles indefinidas y los activos intangibles que aún no estén disponibles para su uso se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente o con mayor frecuencia si hay indicios de que esos activos pueden haber sufrido un deterioro de valor.
Si hay indicios de deterioro de valor, el importe recuperable de cada activo afectado se estima en función del uso del activo y de su futura enajenación, de acuerdo con el Plan Industrial más reciente del Grupo. Para la estimación del importe recuperable, hay que remitirse a la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección".
El importe recuperable se calcula con referencia a un único activo, a menos que el activo no sea capaz de generar entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las de otros activos o grupos de activos; en este caso, el importe recuperable se refiere a la UGE a la que pertenece el activo.
Si el importe en libros del activo, o de la UGE a la que pertenece, es superior a su importe recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro de valor en el estado del resultado y se presenta en la partida "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor".
Las pérdidas por deterioro de valor de una UGE se reconocen primero como una reducción del importe en libros de cualquier plusvalía que se le haya distribuido, y después como una reducción del importe en librose de los demás activos de la UGE, en proporción a su importe en libros.
Si los motivos de una pérdida por deterioro de valor anterior dejan de ser aplicables, el importe en libros del activo se restablece con imputación en el estado del resultado, en la partida "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor", hasta el importe en libros que habría tenido el activo, neto de amortización, si no se hubiera reconocido el deterioro del valor. El valor original del la plusvalìa no se restablece aunque, en años posteriores, ya no sean aplicables las razones del deterioro de valor.
En el caso de que determinados activos específicos y bien identificados, propiedad del Grupo, se vean afectados por condiciones económicas u operativas desfavorables, que afecten a su capacidad de contribuir a la realización de flujos de efectivo, podrán ser aislados del resto de los activos de la UGE, sometidos a un análisis independiente de recuperabilidad y, en su caso, deteriorados.

Inventarios

Los inventarios se valoran al menor de los valores entre el coste y el valor neto realizable, excepto los mantenidos para su comercialización, que se valoran al valor razonable con cambios en el estado del resultado. El coste se determina sobre la base del coste medio ponderado, que incluye los gastos auxiliares pertinentes. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio, neto de los costes esti-

mados para realizar la venta o, en su caso, el coste de reposición.
En el caso de los inventarios mantenidos para realizar ventas ya realizadas, el valor neto realizable se determina en función de las condiciones del contrato de venta correspondiente.
Los certificados medioambientales (por ejemplo, los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos europeos de emisión de CO_2) que no se utilizan para el cumplimiento en el período de referencia se reflejan en los inventarios. En cuanto a los derechos de emisión de CO_2, los inventarios se separan entre la cartera de comercio y la cartera de cumplimiento. Dentro de esta última, estos derechos se asignan a subcarteras según el año de cumplimiento específico al que están destinados.
Los inventarios también incluyen las reservas de combustible nuclear, cuya utilización se determina en función de la energía producida.
Los materiales y otros bienes de consumo (incluidos los productos energéticos) que se mantienen para su uso en el proceso de producción no se amortizan si se espera que el producto acabado al que se incorporen se venda a un precio que permita recuperar el coste incurrido.

Instrumentos financieros

Por instrumentos financieros se entiende cualquier contrato que da lugar a un activo financiero para una entidad y a un pasivo financiero o instrumento de capital para la contraparte; se reconocen y valoran de acuerdo con la NIC 32 y la NIIF 9.
Un activo financiero o un pasivo financiero se reconoce en los Estados financieros consolidados cuando, y solo cuando, el Grupo se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento (es decir, la fecha de negociación).
Los créditos comerciales derivados de contratos con clientes, dentro del alcance de la NIIF 15, se valoran inicialmente al precio de la transacción (tal como se define en la NIIF 15) si esos créditos no contienen un componente financiero significativo o cuando el Grupo aplica la solución práctica permitida por la NIIF 15.
En caso contrario, el Grupo valora inicialmente los activos financieros distintos de los anteriores créditos comerciales por su valor razonable más, en el caso de un activo financiero no reconocido a valor razonable con cambios en el estado del resultado, los costes de la transacción.
Los activos financieros se clasifican, en la fecha de reconocimiento inicial, como activos financieros a coste amortizado, a valor razonable con cargo al estado del resultado integral y a valor razonable con cargo al estado del resultado, atendiendo tanto al modelo de negocio del Grupo como a las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento.
Para ello, la prueba para determinar si el instrumento genera flujos de efectivo que representan únicamente pagos de principal e intereses (es decir, SPPI) se denomina "prueba SPPI" y se realiza a nivel de cada instrumento.
El modelo de negocio del Grupo para la gestión de los activos financieros se refiere a la forma en que el Grupo gestiona sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo se derivarán del cobro de efectivo según el contrato, de la venta de los activos financieros o de ambos.
A efectos de valoración posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- activos financieros al coste amortizado (instrumentos de deuda);
- activos financieros designados a valor razonable con cargo al estado del resultado integral con reciclaje de las ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda);
- activos financieros designados a valor razonable con cargo al estado del resultado integral, sin reciclar las ganancias y pérdidas acumuladas al darlos de baja (instrumentos de patrimonio); y
- activos financieros a valor razonable con cambios en el estado del resultado.

Activos financieros al coste amortizado
Esta categoría se compone principalmente de créditos comerciales, otros créditos y créditos financieros.
Los activos financieros al coste amortizado se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales y cuyas condiciones contractuales prevén, en fechas determinadas, el pago de flujos de efectivo consistentes únicamente en el capital y los intereses sobre el capital que se reembolsarán.
Estos activos se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustado en su caso por los costes de la transacción, y posteriormente se valoran por su coste amortizado utilizando el tipo de interés efectivo, y están sujetos a deterioro.
Las pérdidas y ganancias por la baja contable del activo, por la modificación o por la corrección del deterioro se reconocen en el estado del resultado.

Activos financieros a valor razonable con cargo al estado del resultado integral (FVOCI) – instrumentos de deuda
Esta categoría incluye principalmente:

- los títulos de deuda cotizados que posee la compañía de reaseguros del Grupo y que no se clasifican como mantenidos para su comercialización; y
- créditos fiscales derivados del Decreto-Ley 34/2020 (el llamado "Decreto de relanzamiento").

Los activos financieros valorados a valor razonable con cargo al estado del resultado integral son activos mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo es tanto el cobro de los flujos de efectivo contractuales como la venta de los activos financieros y cuyos flujos de efectivo contractuales generan, en fechas determinadas, flujos de

efectivo que consisten únicamente en pagos del capital y de los intereses del capital a reembolsar.
Los cambios en el valor razonable de estos activos financieros se reconocen en el estado del resultado integral, al igual que los ajustes por deterioro sin reducir el importe contable correspondiente.
Cuando un activo financiero se da de baja contable (por ejemplo, en el momento de la venta), las pérdidas y ganancias acumuladas previamente reconocidas en el patrimonio neto (excluyendo el deterioro y las pérdidas y ganancias por cambio de divisas que deben reconocerse en el estado del resultado) se reclasifican en el estado del resultado.

Activos financieros a valor razonable con cargo al estado del resultado integral (FVOCI) – instrumentos de capital

Esta categoría incluye principalmente las inversiones en otras empresas que se designan irrevocablemente como tales en el momento de su reconocimiento inicial.
Las pérdidas y ganancias de estos activos financieros nunca se reciclarán a través del estado del resultado. El Grupo puede transferir la ganancia o pérdida acumulada dentro del patrimonio neto.
Los instrumentos de capital designados a valor razonable con cargo al estado del resultado integral no están sujetos a deterioro.
Los dividendos de estas inversiones se reconocen en el estado del resultado, a menos que representen claramente una recuperación de parte del coste de la inversión.

Activos financieros a valor razonable reconocido en el estado del resultado

Esta categoría comprende principalmente los valores, las inversiones en otras empresas, las inversiones financieras en fondos mantenidos para negociar y los activos financieros designados a valor razonable con cambios en el estado del resultado en el momento de su reconocimiento inicial.
Los activos financieros clasificados como a valor razonable con cambios en el estado del resultado son:

- activos financieros con flujos de efectivo que no están representados exclusivamente por pagos de capital e intereses, independientemente del modelo de negocio;
- activos financieros mantenidos para negociar porque se adquieren o se mantienen principalmente con el propósito de venderlos o recomprarlos a corto plazo;
- los instrumentos de deuda designados en su reconocimiento inicial según la opción del valor razonable de la NIIF 9, si esa elección elimina, o reduce significativamente, una inconsistencia contable;
- los instrumentos derivados, incluidos los derivados implícitos, mantenidos para negociar o no designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Estos activos financieros se reconocen inicialmente por su valor razonable, y posteriormente las pérdidas y ganancias derivadas de los cambios en su valor razonable se reconocen en el estado del resultado.
Esta categoría también incluye las inversiones en empresas cotizadas que el Grupo no ha designado de forma irrevocable como a valor razonable a través de OCI. Los dividendos de las inversiones en empresas que cotizan en bolsa también se reconocen como otros ingresos en el estado del resultado cuando se establece el derecho al pago.
Los activos financieros que se califican como contraprestaciones contingentes también se valoran a valor razonable con cambios en el estado del resultado.

Deterioro de los activos financieros

En cada fecha de presentación de información, el Grupo reconoce una provisión para pérdidas esperadas en cuentas comerciales a cobrar y otros activos financieros valorados al coste amortizado, instrumentos de deuda valorados a valor razonable con cambios en el estado del resultado integral (FVOCI), activos de contratos con clientes y todos los demás activos dentro del alcance de la NIIF 9 de deterioro.
Según la NIIF 9, desde el 1 de enero de 2018, el Grupo aplica un modelo de deterioro basado en la determinación de las pérdidas esperadas (ECL) utilizando un enfoque prospectivo (*forward looking*). En esencia, el modelo prevé:

- la aplicación de un marco de referencia único a todos los activos financieros;
- el reconocimiento de las pérdidas esperadas de forma continua y la actualización del importe de dichas pérdidas al final de cada ejercicio, para reflejar los cambios en el riesgo de crédito del instrumento financiero;
- la medición de las pérdidas esperadas sobre la base de toda la información que pueda obtenerse razonablemente sin un coste irrazonable, en relación con los acontecimientos pasados, las condiciones actuales y las expectativas de las condiciones futuras.

Para los créditos comerciales, los activos de contratos con clientes y los créditos por arrendamiento, incluidos los que tienen un componente financiero significativo, el Grupo aplica el enfoque simplificado, calculando las pérdidas esperadas a lo largo de un período correspondiente a toda la vida del activo, generalmente 12 meses.
Para todos los activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, los activos de contratos con clientes y las cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica el enfoque general de la NIIF 9, basado en la evaluación de un aumento significativo del riesgo de crédito en comparación con el reconocimiento inicial. Según este enfoque, la provisión para pérdidas esperadas en activos financieros se reconoce por un importe igual a las pérdidas esperadas a lo largo de la vida de la cuenta por cobrar, si el riesgo de crédito de esos activos financieros ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, considerando toda la información razonablemente practicable, incluidos los datos prospectivos.
Si, en la fecha del balance, el riesgo de crédito de los activos financieros no ha aumentado significativamente desde

el reconocimiento inicial, el Grupo mide la provisión para pérdidas esperadas por un importe igual a las pérdidas esperadas a 12 meses.
Para los activos financieros para los que, en la fecha del balance del año anterior, el Grupo había reconocido una provisión para pérdidas esperadas igual a las pérdidas esperadas durante la vida del instrumento, el Grupo reconoce un importe igual a las pérdidas esperadas a los 12 meses si ya no existe la condición de aumento significativo del riesgo de crédito.
El Grupo reconoce en el estado del resultado, como pérdida o reversión del deterioro, el importe de las pérdidas esperadas (o revalorizaciones) necesarias para ajustar la provisión para pérdidas esperadas en la fecha del balance, de acuerdo con la NIIF 9.
El Grupo aplica la exención por bajo riesgo de crédito, que evita reconocer una provisión para pérdidas esperadas por un importe igual a las pérdidas esperadas durante la vida del instrumento como resultado de un aumento significativo del riesgo de crédito, a los instrumentos de deuda valorados a valor razonable con cargo al estado del resultado integral cuando la contraparte tiene una fuerte capacidad financiera para cumplir sus obligaciones contractuales (es decir, valores con grado de inversión).
Para más detalles sobre el "deterioro de los activos financieros", consulta la nota 46 "Instrumentos financieros por categorías".

Efectivo y equivalentes al efectivo
Esta categoría incluye los depósitos disponibles a la vista o a muy corto plazo, así como las inversiones financieras a corto plazo y de gran liquidez fácilmente convertibles en una cantidad conocida de efectivo y sujetas a un riesgo insignificante de cambio de valor.
Además, a efectos del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y equivalentes al efectivo no incluyen los descubiertos bancarios al final del período de información.

Pasivos financieros al coste amortizado
Esta categoría incluye principalmente préstamos, acreedores comerciales, pasivos por arrendamiento e instrumentos de deuda.
Los pasivos financieros distintos de los instrumentos derivados se reconocen cuando el Grupo se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento y se valoran inicialmente por su valor razonable ajustado por los costes de transacción directamente atribuibles. Posteriormente, los pasivos financieros se valoran al coste amortizado, utilizando el método del tipo de interés efectivo. El tipo de interés efectivo es el tipo que descuenta exactamente los pagos o cobros futuros estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero, o un período más corto en su caso, al importe neto contable del activo o pasivo financiero.

Pasivos financieros a valor razonable reconocido en el estado del resultado
Los pasivos financieros a valor razonable con cambios en el estado del resultado incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en su reconocimiento inicial como a valor razonable con cambios en el estado del resultado.
Los pasivos financieros se clasifican como "mantenidos para negociar" cuando se contraen con la intención de recomprarlos a corto plazo. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no se designan como instrumentos de cobertura según la NIIF 9. Los derivados implícitos desvinculados del contrato principal también se clasifican a valor razonable con cambios en el estado del resultado, excepto cuando el derivado implícito se designa como un instrumento de cobertura eficaz.
Las ganancias o pérdidas de los pasivos a valor razonable con cambios en el resultado se reconocen en el estado del resultado.
Los pasivos financieros que se designan como a valor razonable con cambios en el estado del resultado en el momento del reconocimiento inicial se designan como a valor razonable con cambios en el estado del resultado en la fecha de reconocimiento inicial, solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9.
En este caso, la parte de la variación del valor razonable atribuible a su riesgo de crédito se reconoce en el estado del resultado integral.
El Grupo no ha designado ningún pasivo financiero como a valor razonable con cambios en el estado del resultado en su reconocimiento inicial.
Los pasivos financieros que se califican como contraprestaciones contingentes también se valoran a valor razonable con cambios en el estado del resultado.

Baja de activos y pasivos financieros
Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando se da una de las siguientes condiciones:
- el derecho contractual a recibir los flujos de efectivo asociados al activo ha expirado;
- el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al activo, ya sea transfiriendo sus derechos a recibir flujos de efectivo del activo o asumiendo una obligación contractual de transferir los flujos de efectivo recibidos a uno o más destinatarios eventuales en virtud de un contrato que cumpla los requisitos de la NIIF 9 (la denominada prueba de transferencia o "pass through test");
- el Grupo no ha cedido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados al activo financiero, sino que ha cedido el control del mismo.

Los pasivos financieros se dan de baja contablemente cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación contractual se cumple, se cancela o prescribe.

Cuando un pasivo financiero existente se sustituye por otro frente al mismo acreedor en condiciones sustancialmente diferentes, o se modifican sustancialmente las condiciones de un pasivo existente, dicha sustitución o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los respectivos valores contables se reconoce en el estado del resultado.

Instrumentos financieros derivados

Un derivado es un instrumento financiero u otro contrato:

- cuyo valor varía en función de las variaciones de un parámetro definido como "subyacente", como el tipo de interés, el precio de un valor o materia prima, el tipo de cambio de una moneda extranjera, un índice de precios o tipos, una calificación crediticia u otra variable;
- que requiere una inversión neta inicial de cero, o menos de lo que se requeriría para contratos con una respuesta similar a los cambios en las condiciones del mercado;
- que se liquidará en una fecha futura.

Los derivados se clasifican como activos financieros o pasivos financieros en función de si su valor razonable es positivo o negativo y se clasifican como "mantenidos para negociar" dentro de "Otros modelos de negocio" y se valoran a valor razonable con cambios en el estado del resultado, excepto los designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Todos los derivados mantenidos para negociar se clasifican como activos y pasivos corrientes.

Los derivados que no se mantienen para negociar, pero que se valoran a valor razonable con cambios en el estado del resultado, ya que no cumplen los requisitos para la contabilidad de cobertura, y los derivados designados como instrumentos de cobertura efectivos se clasifican como corrientes o no corrientes en función de su fecha de vencimiento y de la intención del Grupo de mantener o no estos instrumentos hasta su vencimiento.

Para más detalles sobre los derivados y la contabilidad de cobertura, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

Derivados implícitos

Un derivado implícito es un derivado incluido en un contrato "combinado" (el llamado "instrumento híbrido") que contiene otro contrato no derivado (el llamado "contrato anfitrión") y origina todos o parte de los flujos de efectivo del contrato combinado.

Los principales contratos del Grupo que pueden contener derivados implícitos son los contratos de compra y venta de elementos no financieros con cláusulas u opciones que afectan al precio, volumen o vencimiento contractual.

Un derivado implícito en un contrato híbrido que contenga un activo financiero principal no se reconoce por separado, ya que el activo financiero principal con un derivado implícito debe clasificarse en su totalidad como un activo financiero a valor razonable con cambios en el estado del resultado.

Los contratos que no representan instrumentos financieros que deban medirse a valor razonable se analizan para identificar la existencia de derivados implícitos, que deben separarse y medirse a valor razonable. Estos análisis se llevan a cabo tanto en el momento de la celebración del contrato como cuando se produce una renegociación del mismo que implique un cambio significativo en los flujos de efectivo originales relacionados.

Los derivados implícitos se separan del contrato principal y se reconocen como un derivado cuando:

- el contrato de acogida no es un instrumento financiero valorado a valor razonable con cambios en el estado del resultado;
- los riesgos económicos y las características del derivado implícito no están estrechamente relacionados con los del contrato anfitrión;
- un contrato separado con las mismas condiciones que el derivado implícito cumpliría la definición de derivado.

Los derivados implícitos que se separan del contrato anfitrión se reconocen en los estados financieros consolidados a valor razonable con cambios en el estado del resultado (excepto cuando el derivado implícito se designa como parte de una relación de cobertura).

Contratos de compra o venta de artículos no financieros

En general, los contratos de compra o venta de elementos no financieros, que se han celebrado y siguen manteniéndose para su cobro o entrega de acuerdo con las necesidades normales de compra, venta o uso previstas por el Grupo, quedan fuera del alcance de la NIIF 9 y, por tanto, se reconocen como contratos ejecutorios en virtud de la "exención por uso propio".

Un contrato de compra o venta de un elemento no financiero se clasifica como un "contrato de venta normal" si se celebra:

- a efectos de la entrega física;
- para las necesidades normales de uso o compraventa del Grupo.

Además, los contratos de compra o venta de elementos no financieros con entrega física (por ejemplo, los contratos de futuros sobre materias primas energéticas a precio fijo) no pueden acogerse a la "exención por uso propio" y se reconocen como derivados valorados a valor razonable con cambios en el estado del resultado solo si:

- son ajustables en neto; y
- no han sido contratados para el uso normal o las necesidades de compraventa del Grupo.

Los resultados de la medición de los cambios en el valor razonable de los contratos de compra o venta de materias primas energéticas que aún están pendientes en la fecha del balance se reconocen, en términos netos, en "Resultados netos de los contratos de materias primas".

Posteriormente, en la fecha de liquidación:

- los resultados de la medición de los cambios en el valor razonable de los contratos cerrados de venta de materias primas energéticas y los correspondientes ingresos, junto con el impacto en el estado del resultado de la baja contable del derivado, se reconocen en "Otros ingresos";
- los resultados de la medición de los cambios en el valor razonable de los contratos cerrados para la compra de materias primas energéticas y el coste correspondiente, junto con el efecto en el resultado de dar de baja contable el derivado, se reconocen en "Energía eléctrica, gas y combustible" y "Servicios y otros materiales".

El Grupo analiza continuamente los contratos de compra o venta de activos no financieros, prestando especial atención a las compras o ventas a plazo de electricidad y materias primas energéticas, para determinar si deben clasificarse y tratarse de acuerdo con la NIIF 9 o si se han suscrito para la exención de uso propio.

Compensación de los activos y pasivos financieros

El Grupo compensa los activos financieros y los pasivos financieros cuando:

- existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos en los estados financieros; y
- existe la intención de compensar sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Hiperinflación

En caso de economía hiperinflacionaria, el Grupo ajusta las partidas no monetarias, el patrimonio neto y las partidas derivadas de contratos indexados, hasta el límite de su importe recuperable, utilizando un índice de precios que refleje la evolución del poder adquisitivo general.

Los efectos de la aplicación inicial se reconocen en el patrimonio neto, netos de efectos fiscales. Por el contrario, durante el período de hiperinflación (hasta que cese), la ganancia o pérdida resultante de los ajustes se reconoce en el estado del resultado en la partida de ganancias o gastos financieros.

A partir de 2018, este principio se aplica en la práctica con respecto a las operaciones del Grupo en Argentina, cuya economía fue declarada hiperinflacionaria a partir del 1 de julio de 2018.

Activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) clasificados como mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) se clasifican como mantenidos para la venta si su importe contable se recuperará principalmente a través de una transacción de venta y no por su uso continuado.

Este criterio de clasificación solo es aplicable si los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) están disponibles para su venta inmediata en su estado actual y la venta es altamente probable.

Cuando el Grupo participa en un plan de venta que da lugar a la pérdida de control en una participada y se cumplen los requisitos de la NIIF 5, todos los activos y pasivos de la filial se clasifican como mantenidos para la venta, independientemente de que el Grupo conserve una participación no mayoritaria en la filial tras la venta.

El Grupo aplica los criterios de clasificación establecidos en la NIIF 5 a sus inversiones o participaciones en empresas asociadas o empresas conjuntas. La parte restante de la inversión en asociadas o conjuntas que no se haya clasificado como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta que se enajene la parte clasificada como mantenida para la venta.

Los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) y los pasivos incluidos en grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta se presentan por separado de otros activos y pasivos en el estado de situación financiera.

Los importes presentados para los activos no corrientes o los activos y pasivos de grupos enajenables de elementos clasificados como mantenidos para la venta no se reclasifican ni se vuelven a presentar para los períodos comparativos.

Inmediatamente antes de la clasificación inicial de los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) como mantenidos para la venta, los importes contabes del activo (o grupo enajenable de elementos) se valoran de acuerdo con la política contable específica aplicable a esos activos o pasivos. Los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) clasificados como mantenidos para la venta se valoran al menor de su importe contable y su valor razonable menos los costes de venta. Las pérdidas de valor por cualquier deterioro inicial o posterior del activo (o grupo enajenable de elementos) a valor razonable menos los costes de venta y las reversiones de los deterioros se reconocen en el estado del resultado como parte de las operaciones continuadas.

Los activos no corrientes no se amortizan mientras se clasifiquen como mantenidos para la venta o mientras estén incluidos en un grupo enajenable clasificado como mantenido para la venta.

Si dejan de cumplirse los criterios de clasificación, el Grupo deja de clasificar los activos (o el grupo enajenable de elementos) como mantenidos para la venta. En este caso, esos activos se valoran al menor entre:

- su importe contable antes de que el activo (o grupo enajenable de elementos) se clasificara como mantenido para la venta, ajustado por toda la depreciación y amortización que se habría reconocido si el activo (o grupo enajenable de elementos) no se hubiera clasificado como mantenido para la venta, y
- su importe recuperable calculado en la fecha de la de-

cisión posterior de no vender, que es el mayor entre su valor razonable menos los costes de venta y su valor de uso.

Cualquier ajuste del importe contable del activo no corriente que deje de estar clasificado como mantenido para la venta se reconoce en el resultado de las operaciones continuadas.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido enajenado o clasificado como mantenido para la venta, y:

- representa una rama de actividad autónoma importante o una área geográfica de actividad;
- forma parte de un programa único y coordinado de enajenación de un negocio autónomo importante o de un área geográfica de operaciones; o
- es una filial adquirida exclusivamente con el fin de venderla.

El Grupo reconoce, en una partida separada del estado del resultado, un único importe representado por el total de:

- las ganancias o pérdidas de las operaciones discontinuadas, netas de efectos fiscales, y
- la ganancia o pérdida, neta de efectos fiscales, reconocida tras la valoración a valor razonable menos los costes de venta o la enajenación de los activos (o grupo enajenable de elementos) que constituyen la operación discontinuada.

Los importes correspondientes se presentan en el estado del resultado de los períodos comparativos, de forma que la información se refiera a todas las operaciones discontinuadas en la fecha del balance de los últimos estados financieros presentados. Si el Grupo deja de clasificar un componente como mantenido para la venta, los resultados del componente que antes se contabilizaban como operaciones discontinuadas se reclasifican y se incluyen en los resultados de las operaciones continuadas para todos los períodos presentados en los estados financieros.

Certificados medioambientales

Algunas empresas del Grupo se ven afectadas por las normativas nacionales sobre certificados verdes y certificados de eficiencia energética (los llamados certificados blancos), así como por el "Régimen de comercio de derechos de emisión" establecido a nivel europeo.

Los certificados verdes devengados en relación con la producción de energía por parte de instalaciones que utilizan recursos renovables y los certificados de eficiencia energética devengados en relación con el ahorro energético conseguido, que han sido certificados por la autoridad competente, se asimilan a las aportaciones no monetarias a cuenta del ejercicio y se registran por su valor razonable, dentro de otros ingresos de explotación, con contrapartida en otros activos no financieros, si los certificados aún no se han abonado en la cuenta de propiedad, o en existencias, si los certificados ya se han abonado.

Cuando estos certificados se abonan en la cuenta de bienes, su valor se reclasifica de otros activos a inventarios.

Los ingresos por la venta de estos certificados se reconocen como parte de los ingresos de los contratos con clientes, con la consiguiente disminución de las existencias correspondientes.

A efectos de reconocer las cargas derivadas de las obligaciones reglamentarias relativas a los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos de emisión de CO_2, el Grupo aplica el denominado "net liability approach" (enfoque del pasivo neto).

Este tratamiento contable establece que los certificados medioambientales recibidos gratuitamente y los autoproducidos en el curso de la actividad de la empresa, destinados al cumplimiento, se reconocen por su valor nominal (valor nulo). Además, los costes incurridos para comprar en el mercado (u obtener de otro modo a título oneroso) los certificados que faltan para cumplir con la obligación del período de referencia se reconocen en el estado del resultado, según el principio de devengo, en "Otros gastos de operación", ya que representan "gastos del sistema" derivados del cumplimiento de una obligación reglamentaria.

Beneficios a los empleados

El pasivo relativo a las prestaciones del personal empleado pagadas en el momento del cese de la relación laboral o después de este, para los planes de prestaciones definidas u otras prestaciones del personal empleado a largo plazo, se determina, por separado para cada plan, sobre la base de hipótesis actuariales que estiman el importe de las prestaciones futuras que el personal empleado ha acumulado en la fecha del balance (utilizando el "método de la unidad de crédito proyectada").

Más detalladamente, el valor actual de los planes de prestaciones definidas se calcula utilizando un tipo de interés determinado sobre la base de los rendimientos del mercado, en la fecha del balance, de los bonos emitidos por las principales empresas. Si no existe un mercado profundo en la divisa en la que se denomina el bono, se utiliza el tipo de rendimiento correspondiente de los bonos del Estado.

El pasivo, neto de cualquier activo del plan, se reconoce según el principio de devengo a lo largo del período de devengo. El pasivo es valorado por actuarios independientes.

Si los activos del plan superan el valor actual del correspondiente pasivo por prestaciones definidas, el superávit se reconoce como un activo (sujeto a cualquier límite máximo).

Con respecto a los pasivos (activos) de los planes de prestaciones definidas, las pérdidas y ganancias actuariales derivadas de la valoración actuarial de los pasivos, el rendimiento de los activos del plan (neto de los correspondientes ingresos por intereses) y el efecto del techo de los activos (neto de los correspondientes intereses) se reconocen en otro resultado global (OCI), cuando se producen. Para

otras prestaciones a largo plazo, las ganancias y pérdidas actuariales correspondientes se reconocen en el estado del resultado.
Cuando se modifica un plan de prestaciones definidas o se introduce un nuevo plan, cualquier coste de los servicios pasados se reconoce inmediatamente en el estado del resultado.
Además, el Grupo participa en planes de aportaciones definidas, en virtud de los cuales paga aportaciones fijas a una entidad separada (un fondo) y no tendrá ninguna obligación legal o implícita de pagar más aportaciones si el fondo no tiene recursos suficientes para pagar todas las prestaciones del personal empleado relacionadas con los servicios prestados en el período actual y en los anteriores. Estos planes se establecen generalmente con el fin de complementar las prestaciones de jubilación tras el fin de la relación laboral. Los costes relacionados con estos planes se reconocen en el estado del resultado en función de la aportación realizada durante el período.

Prestaciones por despido
Los pasivos por las indemnizaciones por despido del personal empleado surgen de la decisión del Grupo de rescindir el contrato de un empleado antes de la fecha normal de jubilación o de la decisión voluntaria de un empleado de aceptar una oferta de dichas indemnizaciones por parte del Grupo a cambio de la rescisión del contrato. El hecho que da lugar a dicha obligación es el cese de la relación laboral y no la existencia de la misma. Las prestaciones debidas al personal empleado por cese anticipado de la relación laboral se reconocen en la primera de las siguientes fechas:

- el momento en el que el Grupo ya no puede retirar la oferta de dichos beneficios; y
- el momento en que el Grupo reconoce los costes de una reestructuración que entra en el ámbito de aplicación de la NIC 37 y que implica el pago de indemnizaciones por despido.

Estos pasivos se valoran en función de la naturaleza de la prestación concedida. En particular, cuando las prestaciones concedidas representen una mejora de otras prestaciones tras la conclusión de la relación laboral proporcionadas al personal empleado, el pasivo correspondiente se valora de acuerdo con las disposiciones de dichas prestaciones. En caso contrario, si se espera que las indemnizaciones por despido se liquiden íntegramente en los doce meses siguientes al final del período en que se reconocen, el pasivo correspondiente se valora de acuerdo con las disposiciones relativas a las prestaciones a corto plazo al personal empleado; si no se espera que se liquiden íntegramente en los doce meses siguientes al final del período en que se reconocen, el pasivo correspondiente se valora de acuerdo con las disposiciones relativas a otras prestaciones a largo plazo al personal empleado.

Pagos basados en acciones
El Grupo realiza operaciones de pagos basados en acciones liquidadas con acciones en el contexto de la política de remuneración adoptada para el Consejero Delegado/Director General y el personal directivo con responsabilidad estratégica.
Los planes de incentivos a largo plazo más recientes ofrecen a los beneficiarios un incentivo consistente en un componente de acciones y un componente en efectivo.
Para regular el componente patrimonial mediante la cesión gratuita de acciones de Enel, se ha aprobado un programa de adquisición de acciones para dar servicio a estos planes.
Para más detalles sobre los planes de incentivos basados en acciones, véase la nota 51 "Pagos basados en acciones".
El Grupo reconoce los servicios del personal empleado como gastos de personal y estima indirectamente su valor, así como el correspondiente aumento del patrimonio neto, en función del valor razonable de los instrumentos de patrimonio (es decir, las acciones de Enel) en la fecha de concesión. Este valor razonable se basa en el precio de mercado observable de las acciones de Enel (en el Mercato Telematico Azionario organizado y gestionado por Borsa Italiana SpA), teniendo en cuenta los términos y condiciones en los que se concedieron las acciones (excepto las condiciones de devengo que se excluyen de la medición del valor razonable).
El coste de estas transacciones con pagos basados en acciones liquidadas con instrumentos de capital se reconoce en el estado del resultado, con una contrapartida en una partida específica del patrimonio neto, a lo largo del período en el que se satisfacen las condiciones de servicio y rendimiento (período de devengo).
El coste total reconocido se ajusta en cada fecha de balance hasta la fecha de devengo para reflejar la mejor estimación de que dispone el Grupo sobre el número de instrumentos de capital para los que se espera que se satisfagan las condiciones de servicio y de rendimiento no de mercado, de modo que el importe reconocido al final se base en el número real de instrumentos de capital que satisfarán las condiciones de servicio y de rendimiento no de mercado en la fecha de devengo.
No se reconoce ningún gasto por los premios que finalmente no se conceden porque no se han cumplido las condiciones de rendimiento y/o las condiciones de servicio ajenas al mercado. Por el contrario, las operaciones se consideran devengadas independientemente de que se cumplan las condiciones de mercado o no, siempre que se cumplan todas las demás condiciones de rendimiento y/o servicio.

Provisiones para riesgos y gastos

Las provisiones para riesgos y gastos se reconocen cuando, en la fecha de cierre del ejercicio y con una obligación legal o implícita que deriva de un suceso pasado, es probable que sea necesaria una salida de recursos que incor-

pore beneficios económicos para liquidar la obligación y se puede realizar una estimación fiable del importe de la misma. Si el efecto es significativo, las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados a un tipo de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado sobre el valor temporal del dinero y, si procede, el riesgo específico atribuible a la obligación. Cuando se descuenta la provisión, el ajuste periódico del valor actual debido al factor tiempo se refleja en el estado del resultado como un coste financiero.
Cuando se supone que la totalidad o parte de los gastos necesarios para liquidar una obligación serán reembolsados por otra parte, la indemnización, si es prácticamente segura, se reconoce como un activo independiente.
Si el pasivo está relacionado con el desmantelamiento de las instalaciones y/o la restauración del lugar donde se encuentran, la provisión se reconoce como contrapartida del activo al que se refiere y el cargo se reconoce en el estado del resultado a través del proceso de amortización del citado activo material.
Si el pasivo está relacionado con la eliminación y el almacenamiento de residuos y otros materiales radiactivos desechados, la provisión se reconoce como una contrapartida de los gastos de explotación correspondientes.
Un pasivo por reestructuración se refiere a un programa planificado y controlado por la dirección que cambia significativamente el alcance de un negocio emprendido por el Grupo o la forma en que se gestiona el negocio. Este pasivo se reconoce cuando surge una obligación implícita, es decir, cuando el Grupo ha aprobado un programa formal detallado para la reestructuración y ha empezado a aplicarlo o ya ha comunicado los principales aspectos del mismo a las partes interesadas.
Las provisiones no incluyen los pasivos relacionados con tratamientos inciertos del impuesto sobre la renta que se reconocen como pasivos fiscales.
El Grupo puede ofrecer una garantía en relación con la venta de un producto (ya sea de bienes o de servicios) en el marco de contratos con clientes dentro del alcance de la NIIF 15, ya sea en virtud del contrato, de la ley o de acuerdo con su práctica comercial habitual. En este caso, el Grupo evalúa si la garantía proporciona al cliente la seguridad de que el producto garantizado funcionará según lo previsto por las partes porque se ajusta a las especificaciones acordadas, o si la garantía también proporciona un servicio además de la conformidad del producto con las especificaciones acordadas.
Como resultado de la evaluación realizada, si el Grupo determina que se ofrece una garantía, cuando transfiere el producto al cliente, el Grupo reconoce por separado un pasivo y un cargo correspondiente, que representa un coste adicional por proporcionar los bienes o servicios, sin asignar ninguna parte del precio de la transacción (y, por tanto, de los ingresos) a la garantía. El pasivo se valora y se revela como una provisión para riesgos y gastos.
En caso contrario, si el Grupo determina que la garantía proporciona un servicio adicional, el Grupo contabiliza la garantía prometida como una obligación de cumplimiento de acuerdo con la NIIF 15, reconociendo el pasivo derivado del contrato como ingreso durante el período en que se presta el servicio y los costes relacionados cuando se incurre en ellos.
Por último, cuando la garantía incluye tanto un elemento de seguro como un elemento de servicio y el Grupo no puede razonablemente contabilizarlos por separado, el Grupo contabiliza ambas garantías conjuntamente como una única obligación.
Para los contratos en los que los costes no discrecionales necesarios para cumplir las obligaciones asumidas superan los beneficios económicos que se espera obtener del contrato ("contratos onerosos"), el Grupo reconoce una provisión igual al menor de los excesos del coste necesario para cumplir el contrato sobre los beneficios económicos que se espera obtener del mismo y cualquier indemnización o penalización derivada del incumplimiento del contrato.
Los cambios en las estimaciones de las provisiones se reflejan en el estado del resultado en el período en el que se produce el cambio, excepto los relacionados con los costes esperados de desmantelamiento y/o restauración que resultan de cambios en el calendario y en el uso de los recursos económicos necesarios para liquidar la obligación o que resultan de cambios en el tipo de descuento. Estos cambios se reconocen como un aumento o disminución del importe en libros de los activos correspondientes y se cargan en el estado del resultado mediante el proceso de amortización. Cuando estos cambios se reconocen como un aumento del importe contable del activo, también se evalúa si el nuevo importe contable del activo puede recuperarse en su totalidad. Si no es así, se reconoce una pérdida en el estado del resultado por el importe que se considera no recuperable. Los cambios en las estimaciones se reconocen como una contrapartida del activo hasta su valor contable y, para el importe sobrante, inmediatamente al estado del resultado.
Para más detalles sobre los criterios de estimación adoptados para determinar el pasivo relacionado con el desmantelamiento y la restauración de plantas, y en particular para el desmantelamiento de instalaciones nucleares y para el almacenamiento de residuos u otros materiales radiactivos desechados, hay que remitirse a la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección".

Ingresos procedentes de contratos con clientes

El Grupo reconoce los ingresos procedentes de contratos con los clientes de forma que representen fielmente la transferencia de los bienes y servicios prometidos a los clientes, por un importe que refleje la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de dichos bienes y servicios.

El Grupo aplica este principio clave utilizando el modelo de cinco pasos (*step*) previsto por la NIIF 15:

- identificación del contrato con el cliente (*step* 1).
  El Grupo aplica la NIIF 15 a los contratos con clientes cuando el contrato crea derechos y obligaciones exigibles y cumple todos los criterios previstos en el paso 1.
  Si no se cumplen esos criterios, cualquier contraprestación recibida de los clientes se reconoce generalmente como un anticipo;
- identificación de las obligaciones de ejecución (*step* 2).
  El Grupo identifica todos los bienes o servicios prometidos en el contrato como obligaciones de ejecución y los contabiliza por separado si son, por su naturaleza, susceptibles de ser separados y si son distintos dentro del ámbito del contrato.
  Como excepción, el Grupo contabiliza como una única obligación de ejecución una serie de bienes o servicios diferenciados que sean prácticamente iguales y tienen el mismo patrón de transferencia al cliente a lo largo del tiempo.
  Al evaluar la existencia y la naturaleza de las obligaciones a realizar, el Grupo considera todos los elementos del contrato mencionados en el paso 1.
  Para cada bien o servicio separado, el Grupo determina si actúa como principal o como agente, dependiendo de si controla o no el bien o servicio prometido antes de que se transfiera el control al cliente. Cuando el Grupo actúa en calidad de agente, los ingresos se reconocen sobre una base neta, correspondiente a los honorarios o comisiones a los que espera tener derecho;
- determinación del precio de la transacción (*step* 3).
  El precio de la transacción es el importe de la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de la transferencia de los bienes o servicios prometidos al cliente, excluyendo los importes cobrados por cuenta de terceros (por ejemplo, ciertos impuestos sobre las ventas y el impuesto sobre el valor añadido).
  El Grupo determina el precio de la transacción al inicio del contrato y lo ajusta en cada período para reflejar cualquier cambio en las circunstancias.
  Para determinar el precio de la transacción, el Grupo considera si el precio de la transacción incluye una contraprestación variable, una contraprestación distinta del efectivo recibida del cliente, una contraprestación a pagar al cliente y un componente de financiación significativo;
- asignación del precio de la transacción (*step* 4).
  Al inicio del contrato, el Grupo asigna el precio de la transacción entre las distintas obligaciones a realizar identificadas, para reflejar el importe de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de la transferencia de los bienes o servicios prometidos.
  Cuando el contrato incluye una opción de compra de bienes o servicios adicionales que representa un derecho significativo, el Grupo asigna el precio de la transacción a esa obligación de ejecución (es decir, a la opción) y difiere los ingresos correspondientes cuando se produce la transferencia de esos bienes o servicios futuros o cuando expira la opción.
  El Grupo suele asignar el precio de la transacción sobre la base del precio de venta independiente de cada bien o servicio prometido en el contrato (es decir, el precio al que el Grupo vendería ese bien o servicio por separado al cliente);
- reconocimiento de los ingresos (*step* 5).
  El Grupo reconoce los ingresos cuando (o a medida que) se satisface cada obligación de ejecución mediante la transferencia del bien o servicio prometido al cliente, o cuando el cliente obtiene el control.
  Para ello, el Grupo determina primero si se cumple uno de los criterios para cumplir la obligación a lo largo del tiempo. Para cada satisfacción de una obligación a lo largo del tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo evaluando el progreso hacia la satisfacción completa de la obligación utilizando un método basado en los datos de entrada y salida y aplicando un único método de evaluación de los progresos realizados desde el inicio del contrato hasta la satisfacción completa, de forma coherente con obligaciones similares y en circunstancias similares.
  Si el Grupo no puede estimar razonablemente el progreso hacia la satisfacción completa de la obligación de ejecución, reconoce los ingresos solo en la medida de los costes incurridos que se consideran recuperables.
  Si la obligación a realizar no se satisfecha a lo largo del tiempo, el Grupo determina cuándo el cliente adquiere el control del bien o servicio, considerando si los indicadores de transferencia de control indican colectivamente que el cliente ha obtenido el control.
  Según el tipo de transacción, los criterios generales de la NIIF 15 utilizados se resumen a continuación:
  - los ingresos por la venta de bienes se reconocen en el momento en que el cliente obtiene el control de los bienes, si el Grupo considera que la venta de esos bienes se cumple en un momento determinado;
  - los ingresos procedentes de la prestación de servicios se reconocen en función del progreso hacia la satisfacción completa de la obligación de ejecución, medido según el método apropiado que mejor refleje este progreso, si el Grupo considera que la obligación se satisface a lo largo el tiempo. El método de coste a coste se considera adecuado para medir el progreso, excepto cuando un análisis específico del contrato sugiera el uso de un método alternativo que refleje mejor la satisfacción de la obligación por parte del Grupo en la fecha del balance.

Si la obligación de ejecución forma parte de un contrato existente con un plazo inicial previsto de un año o menos, o si el Grupo reconoce los ingresos generados por la ejecución de la obligación de ejecución por el importe que

tiene derecho a facturar al cliente, no se revela información sobre las obligaciones de ejecución restantes.

En la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección" y en la nota 10.a "Ingresos por ventas y prestaciones de servicios" se ofrecen más detalles sobre la aplicación de este modelo de reconocimiento de ingresos.
Si el Grupo satiface una obligación de ejecución transfiriendo bienes o servicios al cliente antes de que este pague la contraprestación o antes de que venza el pago, el Grupo reconoce un activo derivado de contratos con clientes en relación con el derecho a obtener una contraprestación a cambio de los bienes o servicios transferidos al cliente.
Si el cliente paga la contraprestación antes de que los bienes o servicios se transfieran al cliente, el Grupo reconoce un pasivo derivado de los contratos con clientes en el momento en que se realiza el pago (o el pago es debido); este pasivo se reconocerá como ingreso cuando el Grupo satisfaga su obligación de ejecución según el contrato.

Otros ingresos

El Grupo reconoce los ingresos distintos de los derivados de los contratos con los clientes principalmente en función de:

- los ingresos procedentes de la venta de materias primas energéticas basados en contratos con entrega física, que no pueden acogerse a la "exención por uso propio" y, por tanto, se reconocen a valor razonable con arreglo a la NIIF 9;
- los cambios en el valor razonable de los contratos cerrados de venta de materias primas energéticas con entrega física que no cumplen los requisitos para la "exención por uso propio" y que, por tanto, se reconocen a valor razonable con arreglo a la NIIF 9;
- los ingresos por arrendamientos operativos se reconocen según el principio de devengo, de acuerdo con el contenido del contrato de arrendamiento correspondiente.

Otros ingresos de explotación

Los otros ingresos de explotación corresponden principalmente a los beneficios por la enajenación de activos que no proceden de la actividad principal del Grupo y a las subvenciones públicas.
Las subvenciones oficiales, incluidas las no monetarias valoradas a su valor razonable, se reconocen cuando existe una certeza razonable de que se recibirán y de que el Grupo cumplirá todas las condiciones exigidas por el gobierno, las agencias gubernamentales y los organismos locales, nacionales o internacionales similares para su desembolso.
El beneficio de un préstamo público a un tipo de interés inferior al del mercado se considera una subvención pública. El préstamo se reconoce inicialmente por su valor razonable y la subvención pública se valora como la diferencia entre el valor contable inicial y la contraprestación recibida. El préstamo se valora posteriormente de acuerdo con las disposiciones de los pasivos financieros.
Las subvenciones públicas se reconocen en el estado del resultado de forma sistemática a lo largo de los períodos en los que el Grupo reconoce como gastos los costes relacionados que las subvenciones pretenden compensar.
Cuando el Grupo recibe subvenciones oficiales en forma de transferencias de activos no monetarios para su uso en el negocio, reconoce tanto la subvención como el activo por el valor razonable del activo no monetario en la fecha de la transferencia.
Las subvenciones oficiales relacionadas con los activos, incluidas las que se conceden en forma de transferencias de activos no monetarios, recibidas para la compra, construcción o adquisición de activos fijos (por ejemplo, propiedades, planta y equipo o los activos intangibles) se deducen del importe contable del activo y se reconocen en el estado del resultado a lo largo de la vida amortizable del activo como una reducción del gasto por amortización.
Si no existe evidencia que permita su correcta atribución al inmovilizado con el que se relacionan, las subvenciones oficiales relacionadas con los activos se reconocen como ingresos diferidos, entre otros pasivos, y se abonan al estado del resultado de forma sistemática a lo largo de la vida útil del activo.

Ganancias y gastos financieros por derivados

Las ganancias y gastos financieros de los derivados incluyen:

- ganancias y gastos de los derivados valorados a valor razonable con cambios en el estado del resultado sobre el riesgo de tipo de interés y de cambio;
- ganancias y gastos de los derivados de cobertura de valor razonable sobre el riesgo de tipo de interés;
- ganancias y gastos de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de tipo de interés y de cambio.

Otras ganancias y gastos financieros

Para todos los activos y pasivos financieros valorados al coste amortizado y los activos financieros que devengan intereses clasificados a valor razonable con cargo al estado del resultado integral, los ingresos y gastos por intereses se reconocen utilizando el método del interés efectivo.
Los ingresos por intereses se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios económicos fluyan hacia el Grupo y el importe pueda medirse con fiabilidad.
Las otras ganancias y gastos financieros también incluyen las variaciones del valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados.

Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se establece el derecho incondicional a recibir el pago.
Los dividendos y los dividendos a cuenta a pagar a los accionistas de la empresa matriz y a terceros se muestran como movimiento en el patrimonio neto en la fecha en que son aprobados por la Junta General de Accionistas y el Consejo de Administración, respectivamente.

Impuestos sobre la renta

Impuestos corrientes sobre la renta

Los impuestos corrientes sobre la renta del ejercicio, contabilizados en la partida de "pasivos por impuestos sobre la renta", netos de los anticipos pagados, o en la de "activos por impuestos sobre la renta" si el saldo neto es acreedor, se determinan en función de la estimación de la base imponible y de acuerdo con la normativa vigente.
Estos débitos y créditos se determinan aplicando los tipos impositivos previstos en las medidas promulgadas o prácticamente promulgadas en la fecha del balance.
Los impuestos corrientes se reconocen en el estado del resultado, excepto los relativos a partidas reconocidas fuera del estado del resultado, que se reconocen directamente en el patrimonio neto.

Activos y pasivos por impuestos diferidos

Los pasivos por impuestos diferidos y los activos por impuestos diferidos se calculan sobre las diferencias temporales entre los importes contables de los pasivos y los activos reconocidos en el balance y los correspondientes importes reconocidos a efectos fiscales, aplicando el tipo impositivo vigente en la fecha en que la diferencia temporal revierta, determinado a partir de los tipos impositivos establecidos en la normativa promulgada o sustancialmente promulgada en la fecha del balance.
Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen con respecto a las diferencias temporarias imponibles, excepto cuando dichos pasivos surgen del reconocimiento inicial del fondo de comercio o con respecto a las diferencias temporarias imponibles relacionadas con las inversiones en filiales, asociadas y empresas conjuntas, cuando el Grupo puede controlar el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que esta no revierta en un futuro previsible.
Los activos por impuestos diferidos se refieren a todas las diferencias temporales deducibles, así como al traslado de pérdidas fiscales y créditos fiscales no utilizados. Para más detalles sobre la recuperabilidad de estos activos, véase el apartado específico sobre estimaciones.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen en el estado del resultado, excepto los relativos a partidas reconocidas fuera del estado del resultado, que se reconocen directamente en el patrimonio neto.
Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos solo se compensan si existe un derecho legalmente exigible a compensar los activos por impuestos corrientes con los pasivos por impuestos corrientes, y si se refieren a impuestos sobre la renta recaudados por la misma autoridad tributaria sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que tienen la intención de liquidar los pasivos y los activos por impuestos corrientes en términos netos, o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente, en cada período futuro en el que se espera liquidar o recuperar importes significativos de los pasivos o activos por impuestos diferidos.

Incertidumbre en el tratamiento del impuesto sobre la renta

A la hora de definir la incertidumbre, hay que tener en cuenta si un determinado tratamiento fiscal será aceptable para la autoridad tributaria. Si se considera probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal (siendo probable "más que no"), el Grupo reconoce y valora sus activos y pasivos por impuestos corrientes o diferidos aplicando las disposiciones de la NIC 12.
Por el contrario, si el Grupo considera que no es probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal a efectos del impuesto sobre la renta, el Grupo refleja el efecto de esta incertidumbre utilizando el método que mejor resuelva el tratamiento fiscal incierto. El Grupo decide si considera cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con otro u otros tratamientos fiscales inciertos, eligiendo el enfoque que mejor proporcione la resolución de la incertidumbre. Al evaluar si la incertidumbre afecta al tratamiento fiscal y cómo lo hace, el Grupo asume que la autoridad tributaria acepta o no un tratamiento fiscal incierto, partiendo de la base de que la autoridad fiscal revisará los importes que tiene derecho a revisar y que tendrá pleno conocimiento de toda la información relevante. El Grupo refleja el efecto de la incertidumbre en la determinación de los impuestos corrientes y diferidos, utilizando el método del valor esperado o el de la cantidad más probable, según el método que mejor permita resolver la incertidumbre.

Dado que las posiciones fiscales inciertas están relacionadas con la definición de los impuestos sobre la renta, el Grupo presenta los activos/pasivos fiscales inciertos como impuestos corrientes o impuestos diferidos.

3. Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones

El Grupo ha adoptado las siguientes modificaciones de las normas existentes con fecha de entrada en vigor el 1 de enero de 2021:

- *"Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2"* (Modificaciones de la NIIF 9, la NIC 39, la NIIF 7 y la NIIF 16 - Reforma de los índices de referencia de los tipos de interés - Fase 2), emitida en agosto de 2020. Las modificaciones complementan las emitidas en 2019 ("Reforma de los índices de referencia de los tipos de interés - Fase 1") y abordan cuestiones que podrían afectar a la información financiera después de que se reforme un índice de referencia o se sustituya por un tipo de referencia alternativo como consecuencia de la reforma. Los objetivos de las enmiendas de la Fase 2 son ayudar a las empresas: (i) en la aplicación de las NIIF cuando se producen cambios en los flujos de efectivo contractuales o en las relaciones de cobertura debido a la reforma de los índices de referencia de los tipos de interés; y (ii) en el suministro de información útil a los usuarios de los estados financieros.
  Además, cuando dejan de aplicarse las exenciones de la Fase 1, las empresas deben modificar la documentación de la relación de cobertura para reflejar los cambios exigidos por la reforma del IBOR antes de que finalice el período de información durante el cual se realizan los cambios (dichas modificaciones no constituyen una terminación de la relación de cobertura). Los importes acumulados en la reserva de cobertura de flujos de efectivo cuando se modifica la descripción de una partida cubierta en la documentación de la relación de cobertura se consideran basados en el tipo de referencia alternativo al que se determinan los flujos de efectivo futuros cubiertos.
  Las modificaciones exigirán información adicional sobre la exposición de la empresa a los riesgos derivados de la "Reforma de los índices de referencia de los tipos de interés" y las actividades de gestión del riesgo relacionadas.
- *"Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions beyond 30 June 2021"*, (Modificación de la NIIF 16: Concesiones de alquiler relacionadas con el COVID-19 más allá del 30 de junio de 2021), emitida el 28 de mayo de 2020 para permitir a los arrendatarios no contabilizar las concesiones de alquiler (suspensión de alquileres, aplazamiento de los pagos de arrendamiento debidos, reducciones de alquiler durante un período de tiempo, posiblemente seguidas de aumentos de alquiler en períodos futuros) como modificaciones del arrendamiento si son una consecuencia directa del COVID-19 y cumplen ciertas condiciones. Según la NIIF 16, una modificación del arrendamiento es un cambio en el objeto o la contraprestación de un arrendamiento que no estaba previsto en los términos y condiciones originales del mismo; por tanto, las concesiones de renta serían modificaciones del arrendamiento a menos que estuvieran previstas en el contrato original del arrendamiento. La modificación solo se aplica a los arrendatarios, mientras que los arrendadores deben aplicar los requisitos actuales de la NIIF 16.
  La modificación debía aplicarse hasta el 30 de junio de 2021, pero, en vista de los continuos impactos de la pandemia de COVID-19, el 31 de marzo de 2021 el CNIC amplió el período de aplicación de la solución práctica hasta el 30 de junio de 2022.

La aplicación de estos cambios no ha tenido un impacto significativo en estos Estados financieros consolidados.

4. Argentina – Economía hiperinflacionaria: impacto para la aplicación de la NIC 29

A partir del 1 de julio de 2018, la economía argentina se considera hiperinflacionaria según los criterios establecidos por la "NIC 29 - Información financiera en economías hiperinflacionarias". Esto es consecuencia de la evaluación de una serie de elementos cualitativos y cuantitativos, incluida la presencia de una tasa de inflación acumulada superior al 100% en los tres años anteriores.
A efectos de la elaboración de estos Estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021 y de acuerdo con la NIC 29, determinadas partidas de los balances de las sociedades participadas en Argentina se han revalorizado aplicando el índice general de precios al consumo a los datos históricos, con el fin de reflejar la evolución del poder adquisitivo del peso argentino a la fecha de cierre del ejercicio.
Teniendo en cuenta que el Grupo Enel adquirió el control de las empresas argentinas el 25 de junio de 2009, la revalorización de los datos del balance no monetario de estas empresas se realizó aplicando los índices de inflación de esa fecha. Los efectos contables de este ajuste, además de estar ya reflejados en el balance de apertura, incorporan los cambios del período. En particular, el efecto relativo a la revalorización de los activos y pasivos no monetarios, de las partidas del patrimonio neto, así como de las partidas del estado del resultado reconocidas en 2021, se reconoció como contrapartida en una partida específica

del estado del resultado, dentro de las ganancias y gastos financieros. El efecto fiscal correspondiente se reconoció en los impuestos del período.

Para tener en cuenta el impacto de la hiperinflación también en el tipo de cambio de la moneda local, los saldos del estado del resultado expresados en monedas hiperinflacionarias se convirtieron a la moneda de presentación del Grupo aplicando, como exige la NIC 21, el tipo de cambio final en lugar del tipo de cambio medio del período, para devolver estos importes a valores corrientes.

A continuación, se muestran los niveles acumulados de los índices generales de precios al consumo a 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2019, 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2021, respectivamente:

Períodos	**Índices generales de precios al consumo acumulados**
Del 1 de julio de 2009 al 31 de diciembre de 2018	346,30%
Del 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2019	54,46%
Del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020	35,41%
Del 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2021	49,73%

En 2021, la aplicación de la NIC 29 dio lugar al reconocimiento de un ingreso financiero neto (antes de impuestos) de 20 millones de euros.

A continuación, se muestran los efectos de la NIC 29 en el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2021 y el impacto de la hiperinflación en las principales partidas del estado del resultado en 2021, diferenciando entre los relativos a la revalorización basada en los índices generales de precios al consumo y los relativos a la aplicación del tipo de cambio final en lugar del tipo de cambio medio del período, como exige la NIC 21 para las economías hiperinflacionarias.

Millones de euros

	Efecto acumulado de la hiperinflación a 31.12.2020	**Efecto de la hiperinflación en el período**	**Diferencia del tipo de cambio**	**Efecto acumulado de la hiperinflación a 31.12.2021**
Total activo	**962**	594	(190)	**1.366**
Total pasivo	**192**	173	(19)	**346**
Patrimonio	**770**	421[(1)]	(171)	**1.020**

(1) Esta cifra incluye la pérdida neta del año de 122 millones de euros.

Millones de euros

	Efecto de la NIC 29	**Efecto de la NIC 21**	**Efecto total a 31.12.2021**
Ingresos	143	(26)	117
Gastos	182[(1)]	(25)[(2)]	157
Resultado de operación	**(39)**	**(1)**	**(40)**
Ingresos/(Gastos) financieros netos	(13)	-	(13)
Ingresos/(Gastos) netos por hiperinflación	20	-	20
Resultado antes de impuestos	**(32)**	**(1)**	**(33)**
Impuestos	90	(3)	87
Resultado neto del ejercicio (Grupo y participaciones no controladoras)	**(122)**	**2**	**(120)**
Participaciones del Grupo	(80)	27	(53)
Participaciones no controladoras	(42)	(25)	(67)

(1) Incluye el efecto de la amortización y el deterioro de 62 millones de euros.
(2) Incluye el efecto de la amortización y el deterioro de (2) millones de euros.

5. Información sobre el cambio climático

El camino hacia el "Net Zero" está en marcha en todo el mundo y los procesos de descarbonización y electrificación de la economía mundial son cruciales para evitar las graves consecuencias de un aumento de la temperatura superior a 1,5 °C. Teniendo en cuenta esto, el Grupo ha establecido sus directrices estratégicas de la siguiente manera:

- asignación de capital para apoyar un suministro eléctrico descarbonizado;
- permitir la electrificación de la demanda energética de los clientes;
- apalancamiento de la creación de valor en toda la cadena de valor;
- anticipación de los objetivos sostenibles "Net Zero" para 2040.

El Grupo ha considerado los riesgos relacionados con el cambio climático y las disposiciones de los Acuerdos de París en la elaboración de estos Estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021, que reflejan adecuadamente los efectos de la consecución de los objetivos de neutralidad de carbono y en el activo, el pasivo y el estado del resultado destacando los impactos significativos y previsibles, tal como exige el Marco de las Normas Internacionales de Contabilidad.

En este sentido, de acuerdo con el documento publicado por la IFRS Foundation el 20 de noviembre de 2020[23], el Grupo proporciona información explícita en las notas de estos Estados financieros consolidados sobre cómo se refleja el cambio climático en las cuentas.

Para una comunicación más eficaz y orgánica en relación con la información sobre el cambio climático elaborada dentro de las notas de estos Estados financieros consolidados, se presenta a continuación un mapa de esta información, con referencias a los distintos párrafos en los que se tratan cuestiones relacionadas con el cambio climático.

Tema	Nota	Contenido
Estimaciones y juicios relacionados con el cambio climático	Nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección"	• Referencia al uso por parte de la dirección de estimaciones y juicios clave relacionados con el cambio climático (teniendo en cuenta su importancia en la información financiera). • Se centra en la estimación de los flujos de efectivo esperados en relación con operaciones/UGE específicas (párrafo: "Deterioro del valor de los activos no financieros"). • Se centra en los efectos de los compromisos del Grupo en los Acuerdos de París y su impacto en la vida útil estimada de los activos implicados (párrafo: "Determinación de la vida útil de los activos no financieros").
Inversiones sostenibles	Nota 18 "Propiedades, planta y equipo" Nota 22 "Activos intangibles"	• Se centra en los activos relacionados con la generación renovable, la infraestructura relacionada con el desarrollo de la red y las inversiones para el desarrollo de la movilidad, la ciudad, las industrias electrónicas y el negocio de la domótica. • Centrarse en el desarrollo de la propiedad intelectual funcional a la consecución de objetivos estratégicos como la descarbonización, la electrificación y el desarrollo de modelos de plataforma.
Valoración de los activos no financieros	Nota 11.e "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor" Nota 18 "Propiedades, planta y equipo" Nota 23 "Plusvalía"	• Se centra en los efectos relacionados con los compromisos asumidos por el Grupo en línea con los Acuerdos de París en el contexto de la valoración de los activos no financieros, con especial referencia a la vida útil residual de ciertos activos y a las pruebas de deterioro.
Provisiones para riesgos	Nota 39 "Provisiones para riesgos y gastos"	• Se centra en las provisiones para los riesgos y los gastos por los impactos del cambio climático, en particular para las plantas de generación, incluyendo el desmantelamiento y la restauración de las plantas, y las provisiones para los planes de reestructuración relacionados con la transición energética (que incluyen la descarbonización y la digitalización).
Financiación sostenible	Nota 46.3 "Financiaciones" Nota 57 "Hechos significativos con posterioridad al cierre del período sobre el que se informa"	Se centra en: • emisiones de bonos ligados a la sostenibilidad y vinculados a la consecución de objetivos sostenibles en línea con los ODS emitidos por las Naciones Unidas; • bonos verdes utilizados para financiar proyectos e iniciativas sostenibles específicas del Grupo; • préstamos sostenibles vinculados a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
Pagos basados en acciones	Nota 51 "Pagos basados en acciones"	• Descripción de los planes de incentivos a largo plazo (ILP) vinculados a la consecución de objetivos específicos relacionados con el clima.
Cumplimiento medioambiental	Nota 11.f "Otros gastos de operación"	• Descripción de los gastos relacionados con el cumplimiento medioambiental exigido por la normativa nacional e internacional (en particular los derechos de emisión de CO_2, los certificados verdes y los certificados de eficiencia energética).
	Nota 39 "Provisiones para riesgos y gastos"	• Descripción de los cargos relacionados con el déficit de certificados medioambientales respecto a la normativa de cumplimiento medioambiental.
	Nota 2.2 "Principios contables significativos"	• Descripción del tratamiento contable aplicado a los certificados medioambientales (párrafos: "Certificados medioambientales" e "Inventarios").

(23) "Effects of climate-related matters on financial statements" que completa un artículo que Nick Anderson, miembro del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, ha escrito sobre el tema en noviembre de 2019.

6. Información relacionada con el COVID-19

Dada la complejidad del contexto actual, el Grupo ha seguido de cerca la evolución de la pandemia por COVID-19 en lo que respecta a las principales áreas de interés y en los principales países en los que opera, en línea con las recomendaciones de la ESMA, contenidas principalmente en las declaraciones públicas[24] publicadas en marzo, mayo, julio y octubre de 2020, y de la CONSOB, tal y como se recoge en los "Avisos de Atención" n.º 6/2020 de 9 de abril de 2020, n.º 8/2020 de 16 de julio de 2020 y n.º 1/2021 de 16 de febrero de 2021.
En particular, el Grupo ha analizado el impacto de la pandemia por COVID-19 en sus operaciones comerciales, posición financiera y rendimiento económico, identificando también los principales riesgos e incertidumbres a los que está expuesto.
También hay que tener en cuenta que, como consecuencia de la continua incertidumbre sobre la evolución futura del entorno macroeconómico, financiero y empresarial en el que opera el Grupo, los impactos de la pandemia por COVID-19 a efectos del Informe Financiero Anual Consolidado a 31 de diciembre de 2021 se reflejan en las distintas valoraciones y estimaciones realizadas por la dirección sobre los importes en libros de las partidas del estado del resultado, los activos y los pasivos afectados por una mayor volatilidad (en particular, los ingresos y los costes, las propiedades, planta y equipo, el fondo de comercio, las prestaciones al personal empleado y los instrumentos financieros).

7. Reexpresión de los datos comparativos

Reclasificación de los contratos de materias primas con entrega física

Para mejorar la presentación de los contratos de compra o venta de materias primas con entrega física (que no pueden acogerse a la "exención por uso propio") valorados a valor razonable en el estado del resultado (dentro del alcance de la NIIF 9), el Grupo cambió su presentación en los Estados financieros consolidados en 2021.

En particular, en el 2020:
- los resultados no realizados de los cambios en el valor razonable de los contratos de venta de materias primas energéticas aún pendientes en la fecha del balance se presentaron en "Ingresos por ventas y prestaciones de servicios";
- los resultados no realizados de los cambios en el valor razonable de los contratos de compra de materias primas energéticas aún pendientes en la fecha del balance se presentaron en "Energía eléctrica, gas y combustible" y "Servicios y otros materiales".

En 2021, los resultados no realizados de los cambios en el valor razonable de los contratos de compra o venta de materias primas energéticas aún pendientes en la fecha del balance se reconocen en términos netos en "Resultados netos de los contratos de materias primas".

El nuevo método de presentación constituye un cambio de política contable, de acuerdo con la "NIC 8 - Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores".
Por lo tanto, fue necesario volver a presentar solo a efectos comparativos los saldos económicos referidos a períodos anteriores, sin que ello afectara al resultado neto ni al patrimonio.

Reclasificación de la revalorización a valor razonable de los activos en concesión (CINIIF 12) en Brasil

Para una mejor representación del componente económico relacionado con la revalorización a valor razonable de los activos financieros asociados con los servicios en régimen de concesión que entran en el ámbito de aplicación de la CINIIF 12 en Brasil, en 2021 se reclasificó de las ganancias financieras a los ingresos por contratos con clientes (NIIF 15), ya que se refiere a la revalorización a valor razonable de los activos contractuales.

Dicho esto, a continuación se muestran las reclasificaciones realizadas en los gastos, los ganancias, los resultados netos de los contratos de materias primas y las ganancias financieras para la reexpresión de las cifras comparativas con referencia al 31 de diciembre de 2020.

(24) ESMA 71-99-1290 de 11 de marzo de 2020; ESMA 32-63-951 de 25 de marzo de 2020; ESMA 31-67-742 de 27 de marzo de 2020; ESMA 32-63-972 de 20 de mayo de 2020; ESMA 32-61-417 de 21 de julio de 2020 y ESMA 32-63-1041 de 28 de octubre de 2020.

Impacto en el estado del resultado

Millones de euros	Notas	2020	Efecto de reclasificación de los contratos de materias primas energéticas con entrega física NIIF 9	Efecto de reclasificación de la revalorización a valor razonable de los activos financieros en régimen de concesión dentro del alcance de la CINIIF 12 en Brasil	2020 reexpresado
Ingresos					
Ingresos por ventas y prestaciones de servicios	10.a	62.623	932	87	63.642
Otros ingresos	10.b	2.362			2.362
	[Subtotal]	**64.985**	**932**	**87**	**66.004**
Gastos					
Energía eléctrica, gas y combustible	11.a	25.049	977		26.026
Servicios y otros materiales	11.b	18.298	68		18.366
Gastos de personal	11.c	4.793			4.793
Pérdidas por deterioro de valor/(Reversiones de pérdidas por deterioro de valor) netas de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	11.d	1.285			1.285
Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor	11.e	7.163			7.163
Otros gastos de operación	11.f	2.202			2.202
Gastos internos de construcción capitalizados	11.g	(2.385)			(2.385)
	[Subtotal]	**56.405**	**1.045**		**57.450**
Resultados netos de los contratos de materias primas	12	**(212)**	**113**		**(99)**
Resultado de operación		**8.368**		**87**	**8.455**
Ingresos financieros por contratos de derivados	13	1.315			1.315
Otras ingresos financieros	14	2.763		(87)	2.676
Gastos financieros por contratos de derivados	13	2.256			2.256
Otros gastos financieros	14	4.485			4.485
Ingresos/(Gastos) netos por hiperinflación		57			57
Participación en las ganancias/(pérdidas) de entidades que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	(299)			(299)
Resultado antes de impuestos		**5.463**			**5.463**
Impuestos	16	1.841			1.841
Resultado de las operaciones continuadas		**3.622**			**3.622**
Resultado de las operaciones discontinuas		**-**			**-**
Resultado neto del ejercicio (Grupo y participaciones no controladoras)		**3.622**			**3.622**
Atribuible a los propietarios de la controladora		2.610			2.610
Atribuible a participaciones no controladoras		1.012			1.012
Resultado neto por acción					
Resultado neto básico por acción					
Resultado neto básico por acción		*0,26*			*0,26*
Resultado neto básico por acción de las operaciones continuadas		*0,26*			*0,26*
Resultado neto básico por acción de las operaciones discontinuadas		-			-
Resultado neto diluido por acción					
Resultado neto diluido por acción		*0,26*			*0,26*
Resultado neto diluido por acción de las operaciones continuadas		*0,26*			*0,26*
Resultado neto diluido por acción de las operaciones discontinuadas		-			-

Las cifras presentadas en los comentarios y tablas de las notas de estos Estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021 son coherentes y comparables entre sí.

Cambios en el ámbito de consolidación

8. Principales adquisiciones y cesiones durante el período

En los dos años analizados, el ámbito de consolidación cambió como consecuencia de las siguientes operaciones principales:

2020

- En enero de 2020 se vendió la empresa del proyecto Wild Plains, propiedad al 100% de Tradewind. La venta no tuvo ningún impacto contable en el estado del resultado.
- El 11 de mayo de 2020, Endesa Energía vendió el 80% de Endesa Soluciones por un importe de 21 millones de euros. Esta inversión de capital, que anteriormente se consolidaba línea por línea, se contabilizó por el método de la participación.
- El 7 de julio de 2020, Enel Green Power España adquirió el 100% de Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU y Tico Solar 2 SLU por un total de 40 millones de euros.
- El 14 de septiembre, Endesa Generación Portugal adquirió el 100% de Suggestion Power (Unipessoal) Ltda por un importe total de 6 millones de euros.
- El 17 de septiembre de 2020, Enel X International adquirió el 60% de Viva Labs AS por un total de 3 millones de euros.
- Enel Green Power Panama adquirió el 100% de Jaguito Solar y Progreso Solar durante 2020 por un valor total de 2 millones de euros.

Además de los cambios en el ámbito de consolidación mencionados anteriormente, cabe destacar en 2020 las siguientes operaciones que, si bien no se caracterizan por ser operaciones que han dado lugar a la adquisición o pérdida de control, sí que han supuesto un cambio en la participación del Grupo en las correspondientes empresas participadas o asociadas:

- la venta de algunas empresas conjuntas al 50% incluidas en la cartera hidroeléctrica de Enel North America. La totalidad de la cartera ya se había clasificado como mantenida para la venta en diciembre de 2019, de acuerdo con la NIIF 5. El beneficio reconocido en el estado del resultado ascendió a 2 millones de euros;
- Enel SpA incrementó su participación en Enel Américas en un 5,03% según los términos de los contratos de intercambio de acciones suscritos con una institución financiera. Por tanto, el Grupo ha alcanzado una participación del 65% en 2020;
- Enel SpA aumentó su participación en Enel Chile en un 2,89% en virtud de los dos contratos de intercambio de acciones suscritos con una institución financiera. Por tanto, el Grupo ha alcanzado una participación del 64,93% en 2020.

2021

- El 8 de enero de 2021, se concretó la venta del 100% de Tynemouth Energy Storage por una contraprestación de 1 millón de euros. La venta no tuvo ningún impacto contable significativo en el estado del resultado.
- El 20 de enero de 2021, se finalizó la venta del 100% de Enel Green Power Bulgaria por un importe de 35 millones de euros. La venta no tuvo ningún impacto contable significativo en el estado del resultado.
- El 10 de marzo de 2021, Enel Green Power Italia adquirió el 100% de la empresa e-Solar Srl, propietaria de un proyecto fotovoltaico con una capacidad autorizada de 170,11 MW, por un importe de 2,7 millones de euros.
- El 29 de marzo de 2021, Enel X Srl adquirió el 100% de CityPoste Payment SpA, una empresa italiana que ofrece a los consumidores un amplio acceso a los servicios de pago, tanto a través de canales físicos como digitales, y les permite realizar numerosos tipos de transacciones con particulares y administraciones públicas.
- En el primer trimestre de 2021, se produjo un cambio en el perímetro para la consolidación global de las empresas australianas de energías renovables que anteriormente se contabilizaban mediante el método de la participación, debido al cambio de gobierno en las empresas y sin la adquisición de acciones adicionales. El proceso de asignación del precio de compra se completó en diciembre de 2021 y confirma esencialmente el valor contable de los activos netos adquiridos, tras un ajuste por deterioro de aproximadamente 9 millones de euros.
- El 13 de mayo de 2021, se finalizó la venta de EGP Solar 1 LLC por una contraprestación de aproximadamente 4 millones de euros.
- En los nueve primeros meses de 2021, Enel Green Power España adquirió el 100% de 30 empresas renovables por un valor total de 86 millones de euros.
- El 8 de septiembre de 2021, Enel X North America finalizó la venta de Genability por una contraprestación de aproximadamente 6 millones de euros.
- En septiembre finalizó el proceso de asignación del precio de compra de la empresa Viva Labs AS, adquirida el

17 de septiembre de 2020 por Enel X International, tras lo cual se confirmaron los valores contables reconocidos en la fecha de adquisición.

Otros cambios

Además de los cambios en el ámbito de consolidación mencionados anteriormente, cabe destacar las siguientes operaciones que, aunque no se caracterizan por ser operaciones que dan lugar a la adquisición o pérdida de control, han supuesto, sin embargo, un cambio en la participación del Grupo en las correspondientes empresas participadas o asociadas:

- Enel SpA lanzó el 15 de marzo una oferta voluntaria de adquisición parcial de las acciones de Enel Américas, hasta un máximo de 7.608.631.104 acciones, que representan el 10% del capital social en esa fecha. El período de oferta comenzó el 15 de marzo y terminó el 13 de abril de 2021. La OPA estaba condicionada a la efectividad de la fusión por incorporación de EGP Américas SpA a Enel Américas SA, que tuvo lugar el 1 de abril de 2021. La contraprestación total fue de 1.271 millones de euros. Tras la finalización de la oferta pública de adquisición voluntaria y la finalización de la fusión de EGP Américas, Enel posee aproximadamente el 82,3% del capital social actualmente en circulación de Enel Américas.
- El 24 de noviembre, Enel Green Power RSA 2 Pty Ltd vendió una participación en las empresas Oyster Bay Wind Farm, Garob Wind Farm, Aced Renewables Hidden Valley y Soetwater Wind Farm por una contraprestación total de 340 millones de ZAR, correspondientes a unos 19 millones de euros. Tras la transacción, la participación del Grupo en dichas empresas pasó del 60% al 55%.
- El 3 de diciembre, Enel SpA completó la venta de toda su participación en Open Fiber SpA, equivalente al 50% del capital social, a Macquarie Asset Management y CDP Equity SpA, por una contraprestación total de aproximadamente 2.733 millones de euros. El beneficio consolidado del Grupo fue de aproximadamente 1.763 millones de euros.

Adquisición de CityPoste Payment

El 29 de marzo de 2021, Enel X Srl adquirió el 100% de CityPoste Payment SpA, una entidad de pago autorizada por la Banca d'Italia para prestar servicios de pago, tanto por el canal digital (a través de una plataforma propia) como por el canal físico (a través de su red de puntos de venta).
En diciembre de 2021, se completó la identificación del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos, tras lo cual se reconoció un fondo de comercio negativo de aproximadamente 1 millón de euros.

Millones de euros	Valores contables antes del 29 de marzo de 2021	Ajustes de asignación del precio de compra	Importes reconocidos a 29 de marzo de 2021
Activos netos adquiridos	**2**	**20**	**22**
Coste de adquisición	**21**		**21**
Fondo de comercio/(Fondo de comercio negativo)	19		(1)

Adquisiciones de empresas renovables en España

En los nueve primeros meses de 2021, Enel Green Power España adquirió el 100% de 30 empresas renovables por un valor total de 86 millones de euros para el desarrollo y la construcción de plantas fotovoltaicas y eólicas en España.

Determinación del fondo de comercio	
Millones de euros	
Activos netos adquiridos	**86**
Coste de adquisición	**86**
(de los cuales pagados en efectivo)	*75*
Fondo de comercio/(Fondo de comercio negativo)	-

El precio total de la transacción asciende a 103 millones de euros, ya que incluye el reembolso de las deudas de las empresas adquiridas a los anteriores accionistas por un total de 17 millones de euros.

Venta de Open Fiber

El 3 de diciembre 2021 Enel SpA completó la venta de toda su participación en Open Fiber SpA, equivalente al 50% del capital social, a Macquarie Asset Management y CDP Equity SpA, por una contraprestación total de aproximadamente 2.733 millones de euros. El beneficio consolidado del Grupo fue de aproximadamente 1.763 millones de euros.
El importe de la transacción se cobró en su totalidad.

Millones de euros	
Valor de la transacción	2.733,3
Valor de la inversión en acciones a 2 de diciembre de 2021	(614,5)
Reembolso anticipado del crédito financiero de Open Fiber y ganancias auxiliares	(310,6)
Reversión de la reserva OCI	(45,1)
Beneficio consolidado	**1.763,1**

9. Datos económicos y financieros por Línea de Negocio y por área geográfica

La presentación de los resultados económicos y financieros por Línea de Negocio y por área geográfica de actividad se basa en el enfoque utilizado por la dirección para el seguimiento de los resultados del Grupo en los dos años comparados.

Datos económicos por Línea de Negocio

Resultados 2021[1]

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	22.883	7.244	17.164	37.396	1.513	20	1.786	88.006	-	88.006
Ingresos y otros ingresos intersectoriales	10.272	2.282	3.492	1.312	28	1.977	148	19.511	(19.511)	-
Ingresos totales	**33.155**	**9.526**	**20.656**	**38.708**	**1.541**	**1.997**	**1.934**	**107.517**	**(19.511)**	**88.006**
Gastos totales	32.791	4.710	13.446	37.762	1.258	2.083	422	92.472	(19.511)	72.961
Resultados netos de los contratos de materias primas	535	(55)	-	2.044	-	-	(2)	2.522	-	2.522
Depreciación	929	1.297	2.692	410	222	188	36	5.774	-	5.774
Deterioro	2.568	392	205	1.126	37	51	2	4.381	-	4.381
Restauración del valor	(12)	(10)	(35)	(203)	(6)	(2)	-	(268)	-	(268)
Resultado de operación	**(2.586)**	**3.082**	**4.348**	**1.657**	**30**	**(323)**	**1.472**	**7.680**	**-**	**7.680**
Inversiones	**822**	**5.662[2]**	**5.296**	**643**	**367**	**139**	**68**	**12.997**	**-**	**12.997**

(1) Los ingresos del segmento incluyen tanto los ingresos de terceros como los ingresos intersectoriales de cada sector en comparación con otros.
(2) La cifra no incluye 111 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

Resultados 2020[1] [2] [3] [4]

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	14.332	5.852	15.919	28.793	1.097	2	9	66.004	-	66.004
Ingresos y otros ingresos intersectoriales	7.404	1.840	3.510	715	24	1.868	145	15.506	(15.506)	-
Ingresos totales	**21.736**	**7.692**	**19.429**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**154**	**81.510**	**(15.506)**	**66.004**
Gastos totales	19.615	3.113	11.909	26.651	969	1.911	340	64.508	(15.506)	49.002
Resultados netos de los contratos de materias primas	(421)	68	-	264	-	(6)	(4)	(99)	-	(99)
Depreciación	778	1.252	2.597	366	150	172	28	5.343	-	5.343
Deterioro	950	728	621	1.079	18	11	1	3.408	-	3.408
Restauración del valor	(43)	(67)	(47)	(141)	-	(4)	(1)	(303)	-	(303)
Resultado de operación	**15**	**2.734**	**4.349**	**1.817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8.455**	**-**	**8.455**
Inversiones	**694**	**4.629**	**3.937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10.197**	**-**	**10.197**

(1) Los ingresos del segmento incluyen tanto los ingresos de terceros como los ingresos intersectoriales de cada sector en comparación con otros.
(2) Las cifras de los ingresos de terceros e intersectoriales tienen en cuenta una determinación más precisa.
(3) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.
(4) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Resultados por área geográfica de actividad

Resultados 2021[1]

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa	América del Norte	África, Asia y Oceanía	Otros, elisiones y correcciones	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	44.282	20.800	16.956	2.335	1.479	240	1.914	88.006
Ingresos y otros ingresos intersectoriales	1.135	252	1	13	34	1	(1.436)	-
Ingresos totales	**45.417**	**21.052**	**16.957**	**2.348**	**1.513**	**241**	**478**	**88.006**
Gastos totales	40.751	17.412	12.867	2.063	748	135	(1.015)	72.961
Resultados netos de los contratos de materias primas	1.967	543	53	38	(81)	4	(2)	2.522
Depreciación	2.107	1.754	1.177	186	356	65	129	5.774
Deterioro	1.747	1.797	536	87	161	32	21	4.381
Restauración del valor	(22)	(170)	(9)	(65)	-	-	(2)	(268)
Resultado de operación	**2.801**	**802**	**2.439**	**115**	**167**	**13**	**1.343**	**7.680**
Inversiones	**3.842**	**2.203**	**3.722**	**455**	**2.293**	**217[2]**	**265**	**12.997**

(1) Los ingresos del segmento incluyen tanto los ingresos de terceros como los ingresos intersectoriales de cada sector en comparación con otros.
(2) La cifra no incluye 111 millones de euros correspondientes al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

Resultados 2020[1] [2] [3]

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa	América del Norte	África, Asia y Oceanía	Otros, elisiones y correcciones	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	31.418	17.006	13.897	2.074	1.333	152	124	66.004
Ingresos y otros ingresos intersectoriales	785	164	6	11	34	1	(1.001)	-
Ingresos totales	**32.203**	**17.170**	**13.903**	**2.085**	**1.367**	**153**	**(877)**	**66.004**
Gastos totales	24.205	13.480	9.713	1.576	622	98	(692)	49.002
Resultados netos de los contratos de materias primas	(174)	85	(40)	-	33	-	(3)	(99)
Depreciación	1.835	1.640	1.230	185	306	36	111	5.343
Deterioro	1.209	268	1.225	136	536	31	3	3.408
Restauración del valor	(10)	(160)	(3)	(126)	(3)	-	(1)	(303)
Resultado de operación	**4.790**	**2.027**	**1.698**	**314**	**(61)**	**(12)**	**(301)**	**8.455**
Inversiones	**2.842**	**1.638**	**2.860**	**411**	**1.816**	**417**	**213**	**10.197**

(1) Los ingresos del segmento incluyen tanto los ingresos de terceros como los ingresos intersectoriales de cada sector en comparación con otros.
(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.
(3) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Datos del balance por Línea de Negocio

A 31 de diciembre de 2021

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	9.384	36.205	38.635	49	600	587	12	85.472	-	85.472
Activos intangibles	216	5.016	21.473	4.030	788	370	143	32.036	-	32.036
Activos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	1	1	525	-	77	4	-	608	43	651
Deudores comerciales	4.814	2.601	6.731	6.533	547	882	435	22.543	(6.451)	16.092
Otros	4.319	826	2.614	3.812	383	635	1.614	14.203	(6.107)	8.096
Activos de explotación	**18.734[1]**	**44.649[2]**	**69.978**	**14.424**	**2.395[3]**	**2.478**	**2.204**	**154.862**	**(12.515)**	**142.347**
Acreedores comerciales	5.730	3.701	4.390	7.129	726	982	169	22.827	(5.843)	16.984
Pasivos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	102	216	7.316	62	13	13	-	7.722	(75)	7.647
Fondos diversos	4.586	936	3.810	466	58	671	620	11.147	(89)	11.058
Otros	4.125	1.901	8.104	4.575	148	1.070	2.582	22.505	(6.245)	16.260
Pasivos de explotación	**14.543**	**6.754[4]**	**23.620**	**12.232**	**945[5]**	**2.736**	**3.371**	**64.201**	**(12.252)**	**51.949**

(1) De los cuales 2 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(2) De los cuales 999 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(3) De los cuales 136 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(4) De los cuales 28 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(5) De los cuales 57 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

A 31 de diciembre de 2020[1]

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	10.747	30.655	36.718	154	516	699	9	79.498	1	79.499
Activos intangibles[1]	184	4.883	21.490	3.775	676	383	114	31.505	-	31.505
Activos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	4	1	340	-	42	14	-	401	79	480
Deudores comerciales	2.670	2.053	6.493	4.034	358	755	368	16.731	(4.679)	12.052
Otros	1.433	1.095	2.674	756	297	769	1.327	8.351	(2.139)	6.212
Activos de explotación[1]	**15.038[2]**	**38.687[3]**	**67.715**	**8.719**	**1.889[4]**	**2.620**	**1.818**	**136.486**	**(6.738)**	**129.748**
Acreedores comerciales	2.816	2.751	5.405	4.678	426	868	99	17.043	(4.160)	12.883
Pasivos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	147	152	7.172	42	5	8	-	7.526	(60)	7.466
Fondos diversos	3.528	947	3.794	400	46	603	587	9.905	(108)	9.797
Otros	1.133	1.434	7.856	2.245	179	1.101	2.607	16.555	(2.323)	14.232
Pasivos de explotación	**7.624**	**5.284[5]**	**24.227**	**7.365**	**656**	**2.580**	**3.293**	**51.029**	**(6.651)**	**44.378**

(1) Las cifras de 2020 se han ajustado para tener en cuenta una mejor atribución.
(2) De los cuales 3 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(3) De los cuales 855 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(4) De los cuales 11 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(5) De los cuales 35 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

Datos del balance por área geográfica de actividad

A 31 de diciembre de 2021

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa	América del Norte	África, Asia y Oceanía	Otros, elisiones y correcciones	Total
Propiedades, planta y equipo	27.335	23.075	18.671	3.440	10.853	1.948	150	85.472
Activos intangibles	2.313	16.071	11.414	772	557	179	730	32.036
Activos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	94	5	517	-	18	13	4	651
Deudores comerciales	7.372	3.886	4.414	583	215	51	(429)	16.092
Otros	4.555	2.474	1.398	217	259	140	(947)	8.096
Activos de explotación	**41.669**(1)	**45.511**	**36.414**	**5.012**	**11.902**	**2.331**(2)	**(492)**(3)	**142.347**
Acreedores comerciales	9.684	2.509	4.333	481	1.208	136	(1.367)	16.984
Pasivos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	4.109	3.109	30	438	-	-	(39)	7.647
Fondos diversos	3.395	4.211	2.426	130	120	32	744	11.058
Otros	5.749	3.945	4.509	328	1.482	64	183	16.260
Pasivos de explotación	**22.937**(4)	**13.774**	**11.298**	**1.377**	**2.810**	**232**(5)	**(479)**(6)	**51.949**

(1) De los cuales 2 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(2) De los cuales 999 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(3) De los cuales 136 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(4) De los cuales 6 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(5) De los cuales 22 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(6) De los cuales 57 millones de euros corresponden al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

A 31 de diciembre de 2020

Millones de euros	Italia	Iberia	América Latina	Europa	América del Norte	África, Asia y Oceanía	Otros, elisiones y correcciones	Total
Propiedades, planta y equipo	26.762	23.355	16.492	3.255	8.134	1.345	156	79.499
Activos intangibles	2.047	15.919	11.612	787	483	169	488	31.505
Activos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	105	10	297	1	16	2	49	480
Deudores comerciales	5.948	2.166	3.686	436	181	48	(413)	12.052
Otros	2.624	1.804	1.368	178	253	55	(70)	6.212
Activos de explotación	**37.486**(1)	**43.254**	**33.455**(2)	**4.657**(3)	**9.067**	**1.619**(4)	**210**	**129.748**
Acreedores comerciales	6.881	2.274	3.387	318	1.076	105	(1.158)	12.883
Pasivos procedentes de contratos con clientes no corrientes y corrientes	4.060	3.006	17	425	-	-	(42)	7.466
Fondos diversos	2.468	3.910	2.542	100	128	24	625	9.797
Otros	5.033	3.033	3.420	330	1.289	79	1.048	14.232
Pasivos de explotación	**18.442**	**12.223**	**9.366**	**1.173**(5)	**2.493**	**208**(6)	**473**	**44.378**

(1) De los cuales 5 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(2) De los cuales 2 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(3) De los cuales 46 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(4) De los cuales 816 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(5) De los cuales 2 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".
(6) De los cuales 33 millones de euros relativos al perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

La siguiente tabla presenta una conciliación entre los activos y pasivos de los segmentos y los consolidados.

Millones de euros		
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**
Total activo	**206.940**	**163.453**
Inversiones valoradas con el método de la participación	704	861
Derivados financieros activos no corrientes	2.772	1.236
Otros activos financieros no corrientes	5.704	5.159
Créditos fiscales a largo plazo en "Otros activos no corrientes"	2.286	1.539
Otros activos financieros corrientes	8.645	5.113
Derivados financieros activos corrientes	22.791	3.471
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.858	5.906
Activos por impuestos diferidos	11.034	8.578
Créditos fiscales	1.694	1.294
Activos financieros y fiscales de "Activos mantenidos para la venta"	105	548
Activos del segmento	**142.347**	**129.748**
Total pasivo	**164.598**	**121.096**
Préstamos a largo plazo	54.500	49.519
Derivados financieros pasivos no corrientes	3.339	3.606
Otros pasivos financieros no corrientes	120	-
Préstamos a corto plazo	13.306	6.345
Parte corriente de los préstamos a largo plazo	4.031	3.168
Otros pasivos financieros corrientes	625	622
Derivados financieros pasivos corrientes	24.607	3.531
Pasivos por impuestos diferidos	9.259	7.797
Pasivos por impuestos sobre la renta	712	471
Deudas fiscales diversas	1.274	886
Pasivos financieros y fiscales de "Pasivos mantenidos para la venta"	876	773
Pasivos del segmento	**51.949**	**44.378**

Información sobre el estado del resultado consolidado

Ingresos

10.a Ingresos por ventas y prestaciones de servicios – 84.104 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Venta de energía eléctrica	46.963	34.745	12.218	35,2%
Transporte de energía eléctrica	10.732	10.710	22	0,2%
Contraprestaciones de los operadores de red	800	932	(132)	-14,2%
Aportaciones de los operadores institucionales del mercado	833	1.395	(562)	-40,3%
Venta de gas	4.823	2.718	2.105	77,4%
Transporte de gas	599	611	(12)	-2,0%
Venta de combustibles	1.791	602	1.189	-
Tasas de conexión a la red eléctrica y de gas	787	759	28	3,7%
Ingresos por obras y servicios contratados[1]	1.268	819	449	54,8%
Venta de certificados medioambientales	107	35	72	-
Ventas relacionadas con el negocio de servicios de valor añadido	1.093	862	231	26,8%
Otras ventas y servicios	855	764	91	11,9%
Total ingresos NIIF 15[1]	**70.651**	**54.952**	**15.699**	**28,6%**
Ventas de materias primas de contratos con entrega física	24.314	7.513	16.801	-
Resultados de valoración de los contratos de venta de materias primas con entrega física cerrados durante el período[2]	(10.893)	1.156	(12.049)	-
Otros ingresos	32	21	11	52,4%
Total ingresos por ventas y prestaciones de servicios[1] [2]	**84.104**	**63.642**	**20.462**	**32,2%**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Los ingresos por "Venta de energía eléctrica" ascendieron a 46.963 millones de euros, lo que supone un aumento de 12.218 millones de euros respecto al año anterior (+35,2%). Este aumento se debió principalmente a los mayores volúmenes y precios de venta, sobre todo en Italia (7.367 millones de euros), Brasil (2.037 millones de euros) y España (2.058 millones de euros), donde la variación positiva se debió también al reconocimiento de una indemnización pagada a Endesa (186 millones de euros) en relación con los derechos de emisión de CO_2 asignados gratuitamente por el "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA).

Las "Aportaciones de los operadores institucionales del mercado" disminuyeron en 562 millones de euros en comparación con el año anterior, debido principalmente a la disminución de las compensaciones extrapeninsulares en España como consecuencia de la subida de los precios.

Los ingresos por "Ventas de gas" en 2021 ascendieron a 4.823 millones de euros (2.718 millones de euros en el 2020) lo que supone un incremento de 2.105 millones de euros respecto al año anterior. Este aumento se debe principalmente a las mayores cantidades vendidas en España.

Los ingresos por "Venta de combustibles" aumentaron en 1.189 millones de euros, principalmente en Enel Global Trading, debido al aumento de los precios del gas.

La variación positiva en "Ventas de materias primas de contratos con entrega física" (16.801 millones de euros) corresponde principalmente a las ventas de gas. Este efecto positivo se vio parcialmente compensado por los menores resultados de las valoraciones de los contratos cerrados en 2021 (-12.049 millones de euros), principalmente en referencia a la materia prima del gas.

La siguiente tabla muestra los resultados netos de los contratos de compraventa de materias primas con entrega física valorados a valor razonable en el estado del resultado en el ámbito de la NIIF 9.

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Resultados de los contratos de materias primas energéticas con entrega física (NIIF 9) cerrados durante el período				
Contratos de venta				
Venta de energía eléctrica	4.368	2.478	1.890	76,3%
Resultados de la valoración de los contratos cerrados	(1.705)	353	(2.058)	-
Total energía	**2.663**	**2.831**	**(168)**	**-5,9%**
Venta de gas	19.576	4.723	14.853	-
Resultados de la valoración de los contratos cerrados	(9.335)	791	(10.126)	-
Total gas	**10.241**	**5.514**	**4.727**	**85,7%**
Venta de certificados medioambientales	370	312	58	18,6%
Resultados de la valoración de los contratos cerrados	147	12	135	-
Total certificados medioambientales	**517**	**324**	**193**	**59,6%**
Total ingresos	**13.421**	**8.669**	**4.752**	**54,8%**
Contratos de adquisiciones				
Adquisiciones de energía eléctrica	3.677	2.828	849	30,0%
Resultados de la valoración de los contratos cerrados	(1.220)	(47)	(1.173)	-
Total energía	**2.457**	**2.781**	**(324)**	**-11,7%**
Adquisiciones de gas	19.951	4.661	15.290	-
Resultados de la valoración de los contratos cerrados	(8.057)	684	(8.741)	-
Total gas	**11.894**	**5.345**	**6.549**	**-**
Adquisiciones de certificados medioambientales	810	92	718	-
Resultados de la valoración de los contratos cerrados	145	139	6	4,3%
Total certificados medioambientales	**955**	**231**	**724**	**-**
Total gastos	**15.306**	**8.357**	**6.949**	**83,2%**
Ingresos/(Gastos) netos de los contratos de materias primas energéticas con entrega física (NIIF 9) cerrados durante el período	**(1.885)**	**312**	**(2.197)**	**-**
Resultados de la medición de los contratos pendientes de materias primas energéticas con entrega física (NIIF 9)				
Contratos de venta				
Energía	(1.606)	(197)	(1.409)	-
Gas	(16.285)	(668)	(15.617)	-
Certificados medioambientales	(495)	(67)	(428)	-
Total	**(18.386)**	**(932)**	**(17.454)**	**-**
Contratos de adquisiciones				
Energía	(2.169)	(108)	(2.061)	-
Gas	(13.801)	(869)	(12.932)	-
Certificados medioambientales	(508)	(68)	(440)	-
Total	**(16.478)**	**(1.045)**	**(15.433)**	**-**
Resultados netos de la medición de los contratos pendientes de materias primas energéticas con entrega física (NIIF 9)	**(1.908)**	**113**	**(2.021)**	**-**
TOTAL INGRESOS/(GASTOS) NETOS DE CONTRATOS CON ENTREGA FÍSICA (NIIF 9)	**(3.793)**	**425**	**(4.218)**	**-**

Los ingresos procedentes de contratos con clientes (NIIF 15) se dividen entre "un momento concreto" y "a lo largo del tiempo", como se muestra en las siguientes tablas.

Millones de euros	2021															
	Italia		Iberia		América Latina		Europa		América del Norte		África, Asia y Oceanía		Otros, elisiones y correcciones		Total	
	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo
Total ingresos NIIF 15	**29.187**	**1.178**	**19.707**	**402**	**16.525**	**245**	**1.598**	**654**	**805**	**17**	**194**	**26**	**-**	**113**	**68.016**	**2.635**

	2020															
	Italia		Iberia		América Latina		Europa		América del Norte		África, Asia y Oceanía		Otros, elisiones y correcciones		Total	
	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto[1]	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo	Un momento concreto	A lo largo del tiempo
Total ingresos NIIF 15	**21.107**	**441**	**16.355**	**460**	**13.520**	**200**	**1.418**	**580**	**586**	**51**	**67**	**79**	**16**	**72**	**53.069**	**1.883**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

En cuanto a la reversión al estado del resultado por clase de tiempo de las "obligaciones de ejecución", remítase a la nota 27 "Activos/(Pasivos) corrientes/no corrientes de contratos con clientes".

La siguiente tabla muestra el desglose de los ingresos por ventas y prestaciones de servicios por área geográfica.

Millones de euros		
	2021	**2020[1]**
Italia	33.304	24.904
Europa		
Iberia	18.896	16.169
Francia	970	503
Suiza	2.918	99
Alemania	1.085	1.860
Austria	245	66
Eslovenia	195	2
Rumanía	1.534	1.322
Grecia	121	110
Bulgaria	-	9
Bélgica	522	18
República Checa	435	33
Hungría	12	165
Rusia	552	533
Países Bajos	96	2.743
Reino Unido	3.736	399
Otros países europeos	1.160	73
América		
Estados Unidos	601	502
Canadá	33	25
México[2]	202	152
Brasil[3]	9.381	6.753
Chile	3.151	2.811
Perú	1.111	1.118
Colombia	2.188	2.022
Argentina	887	816
Panamá	150	136
Costa Rica	14	22
Guatemala	67	44
Otros		
África	114	84
Asia	371	129
Oceanía	53	20
Total	**84.104**	**63.642**

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.
(2) Los datos de 2020 fueron reasignados de forma más puntual entre México, Costa Rica y Guatemala.
(3) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Obligaciones de ejecución

La siguiente tabla proporciona información sobre las obligaciones de ejecución del Grupo con respecto a los principales tipos de ingresos, resumiendo los juicios profesionales realizados y los principios contables relacionados para el reconocimiento de los ingresos.

Para obtener información sobre el uso de estimaciones para los ingresos derivados de contratos con clientes, debe hacerse referencia a la nota 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección".

Tipo de producto/ servicio	Naturaleza y calendario de la satisfacción de la obligación a realizar	Principios contables
Venta/transmisión de energía eléctrica/gas a clientes finales	Un contrato de venta de energía eléctrica/gas a un cliente final proporciona una única obligación de ejecución (vender y transportar la mercancía) porque el Grupo ha determinado que el contrato no proporciona bienes/servicios diferenciados y que la promesa se satisface transfiriendo el control de la mercancía al cliente cuando se suministra en el punto de entrega. Para determinar la naturaleza de la promesa contenida en dichos contratos, el Grupo analiza cuidadosamente los hechos y circunstancias aplicables a cada contrato y mercancía. En cualquier caso, el Grupo considera que la obligación de ejecución de un contrato de servicios continuado, como un contrato de suministro o transporte de energía eléctrica/gas a clientes finales, se realiza normalmente a lo largo del tiempo (porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios de la mercancía a medida que se le entrega) como parte de una serie de bienes/servicios diferenciados (es decir, cada unidad de la mercancía) que son sustancialmente iguales y tienen el mismo método de transferencia al cliente. En estos casos, el Grupo aplica un método de medición basado en los productos, de modo que reconoce los ingresos por un importe igual al que tiene derecho a cobrar al cliente si ese importe se corresponde exactamente con el valor para el cliente de la obligación satisfecha en la fecha de reconocimiento.	Los ingresos por el transporte y la venta de energía eléctrica/gas a clientes finales se reconocen cuando los productos se entregan al cliente y se refieren a las cantidades suministradas durante el año, aunque no se facturen, y se determinan utilizando estimaciones adecuadas, así como lecturas periódicas. En su caso, estos ingresos se basan en las tarifas y las limitaciones correspondientes fijadas por la ley o por la Autoridad Reguladora de Redes de Energía y Medio Ambiente y organismos extranjeros similares, vigentes en el período de referencia.
Servicios de conexión a la red	Las aportaciones recibidas de los clientes para la conexión a la red de distribución de energía eléctrica o gas requieren una evaluación específica por parte del Grupo que tenga en cuenta todos los términos y condiciones del contrato. El objetivo de esta evaluación es evaluar si el contrato incluye otros bienes o servicios diferenciados, como, por ejemplo, el derecho a obtener un acceso continuo a la infraestructura para el suministro de la mercancía o, en presencia de una tarifa de conexión con "pago anticipado y no reembolsable" pagada al principio del contrato o en fecha cercana, un derecho significativo que da lugar a una obligación a realizar. En particular, en algunos de los países en los que opera, el Grupo evalúa que la naturaleza de la contraprestación recibida representa un "pago anticipado y no reembolsable" cuyo pago da lugar a un derecho significativo. Para determinar si el período de reconocimiento de este derecho significativo debe extenderse más allá del plazo contractual inicial, el Grupo toma en consideración el marco legal y reglamentario local aplicable al contrato y que afecta a las partes. En estos casos, en los que existe una atribución implícita del derecho significativo al cliente y una obligación que se transfiere del cliente inicial a un nuevo cliente, el Grupo reconoce la cuota de conexión a lo largo de un período de tiempo que se extiende más allá de la relación con el cliente inicial, considerando la duración de la concesión como el período durante el cual el cliente inicial y cualquier cliente futuro pueden beneficiarse del acceso continuado al servicio sin pagar cuotas de conexión adicionales. En consecuencia, la contribución se reconoce a lo largo del período en el que el pago crea para el Grupo una obligación de ejecución a precios más bajos que los disponibles para futuros clientes (es decir, el período en el que se espera que el cliente pueda beneficiarse de un acceso continuado al servicio sin pagar un pago anticipado adicional en el momento de la renovación).	Los ingresos procedentes de las aportaciones para la conexión a la red de distribución de energía eléctrica y gas, tanto en metálico como en especie, se reconocen en función del cumplimiento de las obligaciones al respecto establecidas en el contrato. La identificación de bienes o servicios distintos requiere un análisis cuidadoso de los términos y condiciones de los contratos de conexión, que pueden variar de un país a otro, según el contexto, las leyes y las normativas locales. Para finalizar esta evaluación, el Grupo tiene en cuenta no solo las características de los propios bienes/servicios (es decir, el bien o servicio es por su naturaleza tal que puede distinguirse), sino también las promesas implícitas de las que el cliente tiene una expectativa válida porque las considera parte integrante del acuerdo contractual, es decir, los bienes/servicios que el cliente espera recibir y por los que ha pagado (es decir, la promesa de transferir el bien o servicio al cliente puede distinguirse de otras promesas contenidas en el contrato). Además, el Grupo actúa como agente en determinados contratos de servicios de conexión a la red eléctrica/de gas y otras operaciones relacionadas, en función de la normativa o legislación local; en estos casos, los ingresos se reconocen en términos netos, correspondientes a las tasas o comisiones a las que espera tener derecho.
Contratos de construcción	Los contratos de construcción suelen incluir una obligación de ejecución a lo largo del tiempo; para estos contratos, el Grupo suele considerar apropiado utilizar un método basado en los datos de entrada para medir el progreso en la satisfacción de la obligación de ejecución, a menos que un análisis específico del contrato sugiera el uso de un método diferente que represente mejor la obligación de ejecución del Grupo en la fecha del balance.	En el caso de los contratos de construcción que incluyen una obligación de ejecución a lo largo del tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo midiendo el progreso hacia la satisfacción completa de dicha obligación. En general, se considera que el método del coste (*cost-to-cost method*) es el mejor para medir el progreso de la obligación del Grupo en la fecha del balance. El importe adeudado por los clientes en concepto de contratos de construcción se presenta como un activo derivado de los contratos con los clientes; el importe adeudado a los clientes en concepto de trabajos por encargo se presenta como un pasivo derivado de los contratos con los clientes.

PyG

10.b Otros ingresos – 3.902 millones de euros

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Aportaciones en la cuenta de explotación	33	12	21	-
Aportaciones para los certificados medioambientales	291	342	(51)	-14,9%
Aportaciones en la cuenta de plantas (negocios de energía eléctrica y gas)	26	24	2	8,3%
Reembolsos varios	305	371	(66)	-17,8%
Beneficios en la enajenación de filiales, asociadas, empresas conjuntas, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta	1.781	15	1.766	-
Beneficios en la enajenación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	66	58	8	13,8%
Primas por continuidad del servicio	48	40	8	20,0%
Otras ganancias	1.352	1.500	(148)	-9,9%
Total	**3.902**	**2.362**	**1.540**	**65,2%**

Los "Reembolsos varios" ascendieron a 305 millones de euros y disminuyeron en 66 millones de euros en comparación con el año anterior, principalmente en Italia, debido a las menores sanciones y reembolsos por daños registrados en e-distribuzione y Enel Energia.

Los beneficios por enajenación de empresas ascendieron a 1.781 millones de euros en 2021 y aumentaron en 1.766 millones de euros, debido principalmente al reconocimiento en 2021 del beneficio por la venta de la participación de Enel SpA en Open Fiber (1.763 millones de euros).

"Otras ganancias" registró un descenso de 148 millones de euros, debido principalmente a la reducción en e-distribuzione de otras ganancias relacionadas con el negocio de la energía eléctrica (288 millones de euros), principalmente relacionadas con el restablecimiento de las tarifas del sistema y de la red.
Este efecto negativo se vio parcialmente compensado por el aumento de las ganancias de la *tax partnership* en Enel Green Power North America (44 millones de euros) y las mayores ganancias por el ecobono relativo a la mejora energética y sísmica en Enel X Italia (84 millones de euros).

Los cuadros siguientes ofrecen un desglose de los "Ingresos" totales por Línea de Negocio, según el enfoque utilizado por la dirección para controlar el rendimiento del Grupo en los dos años comparados.

Millones de euros	2021									
	Generación Termoeléctrica y Trading	**Enel Green Power**	**Infraestructuras y Redes**	**Mercados finales**	**Enel X**	**Servicios**	**Holding y Otros**	**Informes de segmento total**	**Eliminaciones y ajustes**	**Total**
Total ingresos NIIF 15	**17.213**	**8.843**	**20.078**	**38.238**	**1.394**	**1.972**	**138**	**87.876**	**(17.225)**	**70.651**
Ventas de materias primas de contratos con entrega física	26.691	-	-	14	-	-	-	26.705	(2.391)	24.314
Resultados de valoración de los contratos de venta de materias primas con entrega física cerrados durante el período	(10.895)	-	-	1	-	-	-	(10.894)	1	(10.893)
Otros ingresos	5	6	15	-	3	14	17	60	(28)	32
Total de ingresos por ventas y prestaciones de servicios	**33.014**	**8.849**	**20.093**	**38.253**	**1.397**	**1.986**	**155**	**103.747**	**(19.643)**	**84.104**
Otras ganancias	**141**	**677**	**563**	**455**	**144**	**11**	**1.779**	**3.770**	**132**	**3.902**
TOTAL INGRESOS	**33.155**	**9.526**	**20.656**	**38.708**	**1.541**	**1.997**	**1.934**	**107.517**	**(19.511)**	**88.006**

Millones de euros	2020									
	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Holding y Otros	Informes de segmento total	Eliminaciones y ajustes	Total
Total ingresos NIIF 15[1]	**9.812**	**7.143**	**18.462**	**29.143**	**1.022**	**1.835**	**136**	**67.553**	**(12.601)**	**54.952**
Ventas de materias primas de contratos con entrega física	10.192	-	-	15	-	-	-	10.207	(2.694)	7.513
Resultados de valoración de los contratos de venta de materias primas con entrega física cerrados durante el período[2]	1.164	-	-	(7)	-	-	-	1.157	(1)	1.156
Otros ingresos	6	7	6	-	4	6	3	32	(11)	21
Total de ingresos por ventas y prestaciones de servicios	**21.174**	**7.150**	**18.468**	**29.151**	**1.026**	**1.841**	**139**	**78.949**	**(15.307)**	**63.642**
Otras ganancias	**562**	**542**	**961**	**357**	**95**	**29**	**15**	**2.561**	**(199)**	**2.362**
TOTAL INGRESOS[1] [2]	**21.736**	**7.692**	**19.429**	**29.508**	**1.121**	**1.870**	**154**	**81.510**	**(15.506)**	**66.004**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

(2) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Gastos

11.a Energía eléctrica, gas y combustible – 49.093 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Energía eléctrica	29.579	16.158	13.421	83,1%
Gas	27.046	7.952	19.094	-
Resultados de valoración de los contratos de compra de energía eléctrica y gas con entrega física durante el período[1]	(9.277)	637	(9.914)	-
Combustible nuclear	107	117	(10)	-8,5%
Otros combustibles	1.638	1.162	476	41,0%
Total[1]	**49.093**	**26.026**	**23.067**	**88,6%**

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Los gastos por la adquisición de "Energía eléctrica" se incrementan, sobre todo, como consecuencia de un mayor volumen de compras a precios medios crecientes con respecto al ejercicio anterior, principalmente en Italia (8.098 millones de euros), en España (2.564 millones de euros) y en América Latina (2.428 millones de euros).

El incremento de los costes por la adquisición de "Gas" refleja el incremento de las cantidades intermediadas, principalmente debido a mayores volúmenes de producción, además del aumento de los costes de adquisición del gas por terceros.

Los resultados de valoración a valor razonable de los contratos cerrados con entrega física registran una reducción de 9.914 millones de euros con respecto al período análogo del ejercicio anterior, en el que 8.741 millones de euros estaban relacionados con el gas como materia prima y 1.173 millones de euros, con la electricidad como materia prima.

En cuanto a "Otros combustibles", el incremento se debe, principalmente, a los mayores volúmenes de producción y al incremento del precio de las materias primas.

11.b Servicios y otros materiales – 19.609 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Trasvases pasivos	9.023	9.619	(596)	-6,2%
Mantenimientos y reparaciones	1.410	1.127	283	25,1%
Telefonía y servicio postal	180	172	8	4,7%
Servicios de comunicación	127	116	11	9,5%
Servicios informáticos	967	823	144	17,5%
Disfrute de bienes de terceros	126	396	(270)	-68,2%
Otros servicios	4.246	3.648	598	16,4%
Adquisición de certificados medioambientales	1.279	673	606	90,0%
Resultados de valoración de los contratos cerrados de compra de certificados medioambientales con entrega física durante el período[(1)]	145	139	6	4,3%
Otros materiales	2.106	1.653	453	27,4%
Total[(1)]	**19.609**	**18.366**	**1.243**	**6,8%**

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Los gastos por servicios y otros materiales, por un valor de 19.609 millones de euros en 2021, registran un incremento de 1.243 millones de euros con respecto al ejercicio de 2020. Dicha variación se ve afectada, principalmente, por:

- menores costes para trasvases pasivos, principalmente en España, asociados al menor precio medio aplicado;
- cargos futuros relacionados con la reconversión de las plantas realizadas en Italia para la transición energética; en particular, estos cargos se refieren a las provisiones relacionadas con la aceleración del proceso de transición energética, que afectó a casi todas las plantas de Enel Produzione con el proyecto NextGen (426 millones de euros). De hecho, en aplicación de la estrategia del Grupo para acelerar la eliminación del uso de combustibles fósiles del proceso de producción de electricidad y aumentar su capacidad ecológica, la empresa se ha comprometido a poner en marcha un proceso radical destinado a desmantelar y asegurar los emplazamientos industriales italianos alimentados por fuentes de energía tradicionales que ya no se ajustan a las normas europeas, con vistas a convertirlos en emplazamientos alimentados por fuentes de energía renovables, es decir, instalando sistemas de almacenamiento y otras iniciativas de economía circular;
- mayores costes de asistencia informática, mantenimiento de ordenadores y desarrollo informático, principalmente en Italia;
- menores costes para disfrute de bienes de terceros, referidos principalmente al cierre de un litigio en España que ha conllevado la expedición de todo aquello que fuera provisional por un valor de cerca de 300 millones de euros;
- el incremento de los costes para la adquisición de certificados medioambientales debido al aumento significativo de los precios del CO_2 como materia prima, al incremento de los volúmenes de producción de las plantas termoeléctricas y al mayor alcance de los derechos de emisión con fines de negociación;
- el incremento de los "Otros servicios" por un valor de 598 millones de euros debido, principalmente, al aumento de los costes por servicios asociados a la industria de la energía eléctrica y del gas (154 millones de euros), de aquellos relacionados con el negocio de los servicios de valor añadido (150 millones de euros) y de los gastos por servicios profesionales y técnicos (147 millones de euros).

11.c Gastos de personal – 5.281 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Sueldos y salarios	3.238	3.133	105	3,4%
Cargas sociales	853	824	29	3,5%
Extinción de la relación laboral	104	103	1	1,0%
Beneficios consiguientes a la relación laboral y otros beneficios a largo plazo	85	(485)	570	-
Incentivos a la dimisión	10	152	(142)	-93,4%
Incentivos a la dimisión derivados de acuerdos de reestructuración	806	882	(76)	-8,6%
Otros gastos	185	184	1	0,5%
Total	**5.281**	**4.793**	**488**	**10,2%**

El gasto del personal en el ejercicio de 2021, por un valor de 5.281 millones de euros, registra un aumento de 488 millones de euros.
La plantilla del Grupo disminuye en 438 activos a causa del saldo negativo entre nombramientos y ceses (-461 activos) debido a las políticas de incentivos a la dimisión y de las variaciones en el perímetro (+23 activos), principalmente correspondientes a:

- el cese de la sociedad Enel Green Power Bulgaria;
- la adquisición de la sociedad CityPoste Payment SpA en Italia.

El aumento de los "Sueldos y salarios" se debe, principalmente, al coste sostenido por las nuevas contrataciones de las sociedades italianas, en los Estados Unidos y en Argentina.
El aumento de los "Beneficios consiguientes a la relación laboral y otros beneficios a largo plazo" por 570 millones de euros está relacionado, principalmente, con la modificación ejercida en 2020 en España, con el beneficio por las bonificaciones de energía a los asalariados en consecuencia con la renovación contractual, a la entrada en vigor el V Convenio Colectivo Marco de Endesa, que ha conllevado el traspaso del fondo relativo por 515 millones de euros.
Los gastos y costes por "Incentivos a la dimisión" en 2021 ascienden a 816 millones de euros, lo que supone una disminución de 218 millones de euros, principalmente en España por 732 millones de euros debido a la provisión registrada en 2020 para el fondo del Plan de Salida, por la cancelación de la opción extintiva del acuerdo individual relativo a la suspensión de la relacion laboral para ciertos contratos individuales tras la firma del nuevo convenio colectivo mencionado anteriormente, solo compensado parcialmente con los mayores costes de los incentivos a la dimisión registrados en Italia, que ascienden a 480 millones de euros, resultantes de los programas de reestructuración corporativa.

El siguiente cuadro muestra el número medio de asalariados por categoría de pertenencia, en comparación con el ejercicio anterior, así como el número real de empleados a 31 de diciembre de 2021.

N.°	Número medio[1]		Número[1]
	2021	2020	a 31.12.2021
Gerente	1.386	1.397	1.377
Director medio	11.797	11.258	12.242
Oficinista	35.449	36.027	35.556
Trabajador en fábrica	17.344	18.396	17.104
Total	**65.976**	**67.078**	**66.279**

(1) En el caso de las sociedades consolidadas por el método proporcional, el número corresponde a la parte perteneciente a Enel.

IPyG
IEFE

11.d Pérdidas por deterioro de valor/(Reversiones de pérdidas por deterioro de valor) netas de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar – 1.196 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Pérdidas por deterioro de valor de los deudores comerciales	1.361	1.505	(144)	-9,6%
Pérdidas por deterioro de valor de otras cuentas por cobrar	94	46	48	-
Total pérdidas por deterioro de valor de los deudores comerciales y de otras cuentas por cobrar	**1.455**	**1.551**	**(96)**	**-6,2%**
Reversiones de pérdidas por deterioro de valor de los deudores comerciales	(258)	(194)	(64)	-33,0%
Reversiones de pérdidas por deterioro de valor de otras cuentas por cobrar	(1)	(72)	71	98,6%
Total reversiones de pérdidas por deterioro de valor de los deudores comerciales y de otras cuentas por cobrar	**(259)**	**(266)**	**7**	**2,6%**
TOTAL PÉRDIDAS POR DETERIORO DE VALOR/(REVERSIONES DE PÉRDIDAS POR DETERIORO DE VALOR) NETAS DE DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	**1.196**	**1.285**	**(89)**	**-6,9%**

Esta partida, que asciende a 1.196 millones de euros, incluye las pérdidas y los deterioros del valor de los deudores comerciales y de otras cuentas por cobrar. Las depreciaciones de los deudores comerciales, netas de reversiones, disminuyen en conjunto en 208 millones de euros, principalmente como consecuencia del reconocimiento de mayores depreciaciones del valor de los créditos comerciales de los comerciantes en el ejercicio de 2020.

11.e Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor – 8.691 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Amortizaciones de propiedades, planta y equipo	4.414	4.118	296	7,2%
Amortizaciones de propiedades de inversión	3	2	1	50,0%
Amortizaciones de activos intangibles	1.357	1.223	134	11,0%
Deterioro del valor de los activos fijos	2.926	1.857	1.069	57,6%
Deterioro del valor	(9)	(37)	28	75,7%
Total	**8.691**	**7.163**	**1.528**	**21,3%**

El aumento de la partida "Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor" en 2021 se debe principalmente a:

- mayores amortizaciones en Italia (102 millones de euros) debido a una aceleración de las tasas de amortización de los contadores electrónicos de primera generación, conocidos como 1G, para tener en cuenta el calendario de instalación de los contadores 2G en el marco del plan Open Meter;
- mayores amortizaciones en España por nuevas instalaciones durante el ejercicio (72 millones de euros);
- amortizaciones realizadas en 2021 en instalaciones específicas o en algunas UGE en Italia (989 millones de euros), España (1.488 millones de euros), México (155 millones de euros), Chile (32 millones de euros) y Australia (30 millones de euros);
- el ajuste de valor de la sede del Grupo en Roma (45 millones de euros);
- depreciaciones realizadas en Costa Rica (126 millones de euros) en la instalación hidroeléctrica en concesión de PH Chucas.

Tales efectos se han compensado en parte:

- por pérdidas de valor en 2020 relacionadas con la instalación de Bocamina II en Chile (por 737 millones de euros);
- por ajustes de valor en 2020 de las UGE de México, Argentina y Australia, por un importe total ascendente a 750 millones de euros.

11.f Otros gastos de operación– 2.095 millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Gastos y costes de sistema - Cuotas de emisiones contaminantes	41	90	(49)	-54,4%
Gastos y costes de Títulos de Eficiencia Energética	239	277	(38)	-13,7%
Gastos y costes de adquisición de certificados verdes	64	61	3	4,9%
Pérdidas por cesión de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	75	65	10	15,4%
Impuestos y tasas	1.132	1.130	2	0,2%
Otros	544	579	(35)	-6,0%
Total	**2.095**	**2.202**	**(107)**	**-4,9%**

Los otros gastos de operación disminuyen en 107 millones de euros en comparación con el ejercicio anterior, principalmente debido a la reducción de los gastos y costes en cumplimiento de la normativa medioambiental y a la disminución de las contribuciones y de las cuotas de asociación en Italia.

11.g Gastos internos capitalizados – (3.117) millones de euros

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Personal	(1.022)	(836)	(186)	-22,2%
Material	(1.120)	(846)	(274)	-32,4%
Otros	(975)	(703)	(272)	-38,7%
Total	**(3.117)**	**(2.385)**	**(732)**	**-30,7%**

Los gastos internos capitalizados aumentan en 732 millones de euros, principalmente como consecuencia de las mayores inversiones en instalaciones de distribución en América Latina y en redes de distribución para el desarrollo del proyecto Grid Blue Sky y para la instalación de los contadores de nueva generación en Italia, instalados en 2021.

12. Resultados netos de los contratos de materias primas – 2.522 millones de euros

Millones de euros	2021	2020	2021-2020	
Derivados de materias primas				
- provenientes de derivados cerrados en el período	11.456	4.346	7.110	-
- gastos y costes de derivados cerrados en el período	9.331	4.912	4.419	90,0%
Ingresos/(Gastos) netos sobre los derivados de materias primas cerrados en el período	**2.125**	**(566)**	**2.691**	**-**
- beneficios sobre derivados en circulación	4.572	634	3.938	-
- gastos de derivados en circulación	2.267	280	1.987	-
Ingresos/(Gastos) netos sobre los derivados de materias primas en circulación	**2.305**	**354**	**1.951**	**-**
Contratos pendientes de materias primas energéticas con entrega física				
- resultados de valoración de los contratos pendientes de venta de materias primas energéticas con entrega física[1]	(18.386)	(932)	(17.454)	-
- resultados de valoración de los contratos pendientes de adquisición de materias primas energéticas con entrega física[1]	16.478	1.045	15.433	-
Resultados netos de valoración de los contratos pendientes de materias primas energéticas con entrega física[1]	**(1.908)**	**113**	**(2.021)**	**-**
RESULTADOS NETOS DE LOS CONTRATOS DE MATERIAS PRIMAS[1]	**2.522**	**(99)**	**2.621**	**-**

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Los resultados netos de los contratos de materias primas ascienden a 2.522 millones de euros en 2021 (resultados netos negativos de 99 millones de euros en 2020), y se desglosan como sigue:

- los beneficios netos de los derivados de materias primas ascienden a 4.430 millones de euros (gasto neto de 212 millones de euros en 2020), que corresponden a los derivados designados como coberturas de flujos de efectivo y a los derivados a valor razonable en el estado del resultado. En particular, se reconocen unos beneficios netos por derivados cerrados durante el período de 2.125 millones de euros (gastos netos de 566 millones de euros en 2020) y unos beneficios netos por valoración de saldos insolutos de 2.305 millones de euros (beneficios netos de 354 millones de euros en 2020);
- resultados negativos de la valoración a valor razonable en el estado del resultado de los contratos de materias primas energéticas con entrega física, aún pendientes en la fecha de presentación del balance de 1.908 millones de euros (resultados positivos netos de 113 millones de euros en 2020).

Para más detalles sobre los derivados, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

13. Ingresos/(Gastos) financieros netos de los contratos derivados – 1.461 millones de euros

Millones de euros	2021	2020	2021-2020	
Ingresos:				
- ingresos de los derivados designados como instrumentos de cobertura	2.097	639	1.458	-
- ingresos de los derivados al valor razonable reconocido en el estado del resultado	621	676	(55)	-8,1%
Total ingresos	**2.718**	**1.315**	**1.403**	**-**
Gastos:				
- gastos de los derivados designados como instrumentos de cobertura	(599)	(1.945)	1.346	69,2%
- gastos de los derivados al valor razonable reconocido en el estado del resultado	(658)	(311)	(347)	-
Total gastos	**(1.257)**	**(2.256)**	**999**	**44,3%**
INGRESOS/(GASTOS) FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS DERIVADOS	**1.461**	**(941)**	**2.402**	**-**

Los contratos de derivados sobre tipos de interés y divisas registraron unos ingresos netos de 1.461 millones de euros en 2021 (gastos netos de 941 millones de euros en 2020) y se componen de la siguiente manera:

- ingresos netos por la gestión de derivados designados como instrumentos de cobertura por 1.498 millones de euros (gastos netos de 1.306 millones de euros en 2020), que se refieren principalmente a las relaciones de cobertura de flujos de efectivo;
- gastos netos relacionados con los derivados a valor razonable en el estado del resultado de 37 millones de euros (ingresos netos de 365 millones de euros en 2020).

Los resultados netos, reconocidos en 2021 y en el ejercicio anterior, tanto en los derivados de cobertura como en el va-

lor razonable en el estado del resultado, se refieren principalmente a la cobertura del riesgo de tipo de cambio. Para más detalles sobre los derivados, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

PyG
EFE

14. Otros ingresos/(gastos) financieros netos – (4.212) millones de euros

Otros ingresos financieros

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Intereses de la actividad financiera (corrientes y no corrientes):				
- ingresos por intereses al tipo efectivo sobre títulos y créditos no corrientes	116	110	6	5,5%
- ingresos por intereses al tipo efectivo sobre inversiones financieras a corto plazo	89	69	20	29,0%
Total ingresos por intereses al tipo efectivo	**205**	**179**	**26**	**14,5%**
Diferencias positivas de cambio	**1.219**	**2.182**	**(963)**	**-44,1%**
Ingresos por participaciones	**6**	**23**	**(17)**	**-73,9%**
Ingresos por hiperinflación	**824**	**529**	**295**	**55,8%**
Otros ingresos[(1)]	**452**	**292**	**160**	**54,8%**
TOTAL OTROS INGRESOS FINANCIEROS	**2.706**	**3.205**	**(499)**	**-15,6%**

(1) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Los otros ingresos financieros ascienden a 2.706 millones de euros, lo que supone una disminución de 499 millones de euros con respecto al ejercicio anterior. Este descenso se debe principalmente a la disminución de los ingresos relacionados con las diferencias positivas de cambio por 963 millones de euros, que se ve afectado principalmente por los movimientos de los tipos de cambio asociados a la deuda financiera neta expresada en monedas distintas del euro.
Este efecto se ha visto parcialmente compensado por los siguientes fenómenos:

- el aumento de los ingresos por hiperinflación por un valor de 295 millones de euros, reconocidos en las sociedades argentinas en relación con la aplicación de la NIC 29, relativa a la presentación de informes en economías hiperinflacionarias; para más detalles, véase la nota 4 de estos Estados financieros consolidados;
- el reconocimiento de ingresos financieros de 73 millones de euros en España, debido principalmente a los intereses de demora devengados en relación con el derecho de Endesa a la indemnización por la reducción de la retribución alcanzada en el pasado, en referencia a la asignación de derechos de emisión de CO_2 en el marco del "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA);
- el aumento de los ingresos relacionados con el ajuste del valor de los pasivos cubiertos en las relaciones de cobertura del valor razonable, que asciende a 57 millones de euros;
- el aumento en 26 millones de euros de los ingresos por intereses al tipo efectivo, relacionados principalmente con las inversiones financieras a corto plazo.

Otros gastos financieros

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Intereses por las deudas financieras (corrientes y no corrientes):				
- gastos por intereses sobre los importes adeudados a los bancos	346	291	55	18,9%
- gastos por intereses sobre las obligaciones	1.881	1.887	(6)	-0,3%
- gastos por intereses sobre otras financiaciones no bancarias	137	149	(12)	-8,1%
Total gastos por intereses	**2.364**	**2.327**	**37**	**1,6%**
Gastos financieros sobre operaciones de gestión de la deuda	**702**	**-**	**702**	**-**
Diferencias negativas de cambio	**2.559**	**1.245**	**1.314**	**-**
Actualización de las indemnizaciones por fin del contrato laboral y otras prestaciones a los empleados	**107**	**109**	**(2)**	**-1,8%**
Actualización de otros fondos	**129**	**150**	**(21)**	**-14,0%**
Gastos por participaciones	**-**	**1**	**(1)**	**-**
Gastos por hiperinflación	**804**	**472**	**332**	**70,3%**
Otros gastos	**253**	**653**	**(400)**	**-61,3%**
TOTAL OTROS GASTOS FINANCIEROS	**6.918**	**4.957**	**1.961**	**39,6%**

Los otros gastos financieros, que ascendieron a 6.918 millones de euros, muestran un aumento en 1.961 millones de euros respecto a 2020, debido principalmente a los siguientes fenómenos:

- el reconocimiento de los gastos por operaciones de gestión de la deuda relacionados con:
  - Enel Finance International por 634 millones de euros para el reconocimiento de los gastos financieros relacionados con la contraprestación en efectivo pagada en relación con la oferta voluntaria no vinculante ("tender offer") destinada a la recompra, y posterior cancelación, de determinadas series de obligaciones convencionales en circulación;
  - Enel SpA por 68 millones de euros para el reconocimiento de los gastos financieros relacionados con la operación de solicitud de consentimiento realizada sobre un empréstito de obligaciones no convertible subordinado híbrido convertido en híbrido perpetuo. Estos gastos se refieren a la diferencia entre el valor razonable del instrumento híbrido y el valor contable del empréstito de obligaciones.

  Además, cabe señalar que, en relación con las operaciones de "tender offer" y de solicitud de consentimiento, el importe del ajuste del coste amortizado relacionado con los empréstitos de obligaciones objeto de estas operaciones se liberó en el estado del resultado, lo que ha dado lugar a un aumento de los gastos por intereses con respecto a 2020. Sin embargo, cabe señalar que las operaciones de gestión de la deuda mencionadas, junto con las nuevas emisiones de obligaciones "vinculadas a la sostenibilidad", permitieron reducir el coste de la deuda del Grupo, proporcionando así un importante medio de protección frente a posibles aumentos de los tipos de interés;
- el aumento de las diferencias de cambio negativas por 1.314 millones de euros, se ve afectado principalmente por los movimientos de los tipos de cambio asociados a la deuda financiera neta expresada en monedas distintas del euro;
- el aumento de los gastos por hiperinflación por un valor de 332 millones de euros, reconocidos en las sociedades argentinas en relación con la aplicación de la NIC 29, relativa a la presentación de informes en economías hiperinflacionarias; para más detalles, véase la nota 4 de estos Estados financieros consolidados.

Estos efectos se ven sustancialmente compensados por la reducción de los gastos financieros relacionados con el ajuste de valor del crédito financiero relacionado con la venta de Slovak Power Holding, por 472 millones de euros.

15. Participación en las ganancias/(pérdidas) de entidades que se contabilicen utilizando el método de la participación – 571 millones de euros

IPyG
IEFE

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Ingresos por participaciones en sociedades asociadas	624	131	493	-
Gastos por participaciones en sociedades asociadas	(53)	(430)	377	87,7%
Total	**571**	**(299)**	**870**	**-**

La participación en las ganancias/(pérdidas) de entidades que se contabilicen utilizando el método de la participación aumenta en 870 millones de euros en respecto al ejercicio anterior. Esta variación se debe, principalmente, al ajuste en 908 millones de euros del valor de la participación de Slovak Power Holding, parcialmente compensado por la variación de los resultados por cuota de pertenencia del Grupo relativos principalmente de la sociedad portuguesa Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica (14 millones de euros).

16. Impuestos – 1.643 millones de euros

IPyG
IEFE

Millones de euros				
	2021	**2020**	**2021-2020**	
Impuestos corrientes	2.023	1.898	125	6,6%
Ajustes por impuestos sobre la renta relativos a ejercicios anteriores	145	(168)	313	-
Total impuestos corrientes	**2.168**	**1.730**	**438**	**25,3%**
Impuestos diferidos	313	180	133	73,9%
Impuestos pagados por adelantado	(838)	(69)	(769)	-
TOTAL	**1.643**	**1.841**	**(198)**	**-10,8%**

La incidencia de los impuestos sobre el resultado antes de impuestos en 2021 es del 30%, frente al 34% en 2020. Esta menor incidencia se debe, principalmente, al efecto combinado de diferencias permanentes:

- el menor impacto fiscal de las partidas extraordinarias en comparación con el ejercicio anterior (431 millones de euros), teniendo en cuenta la fiscalidad asociada a la revalorización de los activos de Slovenské elektrárne;
- la aplicación del régimen favorable de "partecipation exemption" sobre la plusvalía realizada en la cesión de la participación en Open Fiber (401 millones de euros);
- los ajustes de la fiscalidad diferida y corriente como consecuencia de las reformas fiscales aprobadas por los Gobiernos de Argentina y de Colombia, que aumentaron el tipo impositivo del 25% al 35% en Argentina y del 30% al 35% en Colombia;
- el ajuste del crédito fiscal de Enel Iberia (211 millones de euros);
- el efecto fiscal derivado de la aplicación de la hiperinflación en Argentina (49 millones de euros);
- la falta de identificación de una parte del activo fiscal diferido asociado a las depreciaciones de PH Chucas debido a la incertidumbre sobre su futura recuperabilidad (27 millones de euros);
- la restitución de un crédito fiscal de Enel Green Power SpA (25 millones de euros) tras la operación de reorganización de la Línea de Negocio de Enel Green Power en América Latina, que se completó en abril de 2021.

Véase en la nota 24 la evolución de los impuestos anticipados y diferidos.

A continuación se presenta la conciliación entre el tipo impositivo teórico y efectivo.

Millones de euros

	2021		2020	
Resultado antes de impuestos	**5.500**		**5.463**	
Impuestos teóricos	1.320	24%	1.311	24%
Delta del efecto fiscal sobre pérdidas de valor, plusvalías y fondos de comercio negativos	(229)		202	
Efecto neto sobre la fiscalidad diferida registrada sobre una base temporal	70		16	
Reformas fiscales de Argentina y Colombia	166		-	
Ajuste del crédito fiscal de Enel Iberia	211		-	
Régimen fiscal privilegiado sobre la plusvalía de Open Fiber	(401)		-	
Impuestos pagados por adelantado no registrados sobre pérdidas fiscales	75		-	
Efectos fiscales varios relacionados con la economía de hiperfinflación de Argentina	49		-	
Reversión del crédito fiscal de la operación Astrid	25		-	
IRAP	276		249	
Otras diferencias, efecto de los diferentes tipos de cambio en el extranjero en comparación con el tipo teórico italiano y partidas menores	81		63	
Total	**1.643**		**1.841**	

17. Resultado y resultado diluido por acción

Ambos ratios se calculan sobre el número medio de las acciones ordinarias del ejercicio, cuyo importe asciende a 10.166.679.946 acciones, ajustado por el número medio de acciones propias.

El número exacto de acciones propias a fecha de 31 de diciembre de 2021 es de 4.889.152, con un valor nominal de 1 euro (3.269.152 a fecha de 31 de diciembre de 2020).

Millones de euros		
	2021	**2020**
Resultado neto de pertenencia del Grupo (básico)	**3.189**	**2.610**
en donde:		
- operaciones continuadas	*3.189*	*2.610*
- operaciones discontinuadas	-	-
Efecto de los derechos preferentes al dividendo (p. ej., acciones privilegiadas)	-	-
Dividendos sobre instrumentos de capital (p. ej., obligaciones híbridas)	(71)	-
Otros	-	-
Resultado neto de pertenencia del Grupo atribuible a los accionistas ordinarios (básico)	**3.118**	**2.610**
en donde:		
- operaciones continuadas	*3.118*	*2.610*
- operaciones discontinuadas	-	-
Número de acciones (unidad)		
Número de acciones ordinarias emitidas el 1 de enero	10.166.679.946	10.166.679.946
Efecto de las acciones propias	(4.111.452)	(2.067.594)
Efecto de las opciones relativas a las acciones ejercidas	-	-
Otros	-	-
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (total) por el resultado básico por acción	**10.162.568.494**	**10.164.612.352**
Resultado neto de pertenencia del Grupo atribuible a los accionistas ordinarios (básico)	**3.118**	**2.610**
Efecto dilutivo:		
- intereses obre las obligaciones convertibles	-	-
- otros	-	-
Resultado neto de pertenencia del Grupo atribuible a los accionistas ordinarios (diluido)	**3.118**	**2.610**
en donde:		
- operaciones continuadas	*3.118*	*2.610*
- operaciones discontinuadas	-	-
Número de acciones (unidad)		
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (total) por el resultado básico por acción	**10.162.568.494**	**10.164.612.352**
Efecto de la conversión de los títulos convertibles	-	-
Otros	-	-
Número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación (total) por el resultado diluido por acción	**10.162.568.494**	**10.164.612.352**
Resultado neto básico por acción		
Resultado neto básico por acción	0,31	0,26
Resultado neto básico por acción de las operaciones continuadas	0,31	0,26
Resultado neto básico por acción de las operaciones discontinuadas	-	-
Resultado neto diluido por acción		
Resultado neto diluido por acción	0,31	0,26
Resultado neto diluido por acción de las operaciones continuadas	0,31	0,26
Resultado neto diluido por acción de las operaciones discontinuadas	-	-

Información sobre el estado de situación financiera consolidado

IBS
EFE
VChain

18. Propiedades, planta y equipo – 84.572 millones de euros

A continuación se muestran los detalles y la evolución de los activos materiales del ejercicio de 2021.

Millones de euros	Terrenos	Edificios	Instalaciones y maquinaria	Equipo industrial y comercial	Otros bienes	Bienes en contratos de arrendamiento	Mejoras en inmuebles de terceros	Inmateriales en curso y a cuenta	Total
Coste neto histórico de la devaluación de los activos acumulada	637	10.263	159.411	523	1.487	2.994	443	8.896	184.654
Fondo de amortización	-	5.456	97.807	380	1.155	819	319	-	105.936
Consistencia a fecha de 31.12.2020	**637**	**4.807**	**61.604**	**143**	**332**	**2.175**	**124**	**8.896**	**78.718**
Inversiones	3	39	1.883	22	73	1	9	8.404	10.434
Pasajes en el ejercicio	28	884	4.741	8	55	8	15	(5.739)	-
Diferencias en los tipos de cambio	(16)	113	(2)	1	(7)	35	1	103	228
Cambios en el ámbito de consolidación	-	-	129	-	(2)	8	-	147	282
Desinversiones	(1)	(3)	(110)	(1)	(11)	(19)	-	(15)	(160)
Depreciación	-	(190)	(3.766)	(22)	(88)	(304)	(30)	-	(4.400)
Devaluación de los activos	(8)	(191)	(2.425)	(1)	-	(4)	-	(155)	(2.784)
Deterioro del valor	-	-	8	-	-	-	-	-	8
Otros movimientos	-	6	1.312	1	12	731	9	178	2.249
Reclasificación desde/hacia "Activos clasificados como mantenidos para la venta"	-	-	-	-	(1)	(2)	-	-	(3)
Total variaciones	**6**	**658**	**1.770**	**8**	**31**	**454**	**4**	**2.923**	**5.854**
Coste neto histórico de la devaluación de los activos acumulada	643	11.115	163.443	547	1.551	3.722	482	11.819	193.322
Fondo de amortización	-	5.650	100.069	396	1.188	1.093	354	-	108.750
Consistencia a fecha de 31.12.2021	**643**	**5.465**	**63.374**	**151**	**363**	**2.629**	**128**	**11.819**	**84.572**

Las "Instalaciones y maquinaria" incluyen activos revertibles no compensados con un valor neto contable de 7.946 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 (8.083 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), principalmente relacionados con las plantas de generación de energía en Iberia y en América Latina por 3.672 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 (3.808 millones de euros a 31 de diciembre de 2020) y la red de distribución de electricidad en América Latina por 3.506 millones de euros a 31 de diciembre 2021 (3.626 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

Para "Bienes en contratos de arrendamiento", véase la nota 20.

El siguiente cuadro resume las inversiones realizadas en 2021 por clase de activos, incluyendo los distintos tipos incluidos en "Propiedades, planta y equipo" e "Inmovilizado inmaterial", incluida la parte clasificada como mantenida para la venta. Estas inversiones, que ascienden a un total de 12.201 millones de euros a 31 de diciembre 2021, registran un aumento de 2.653 millones de euros con respecto a 31 de diciembre 2020, especialmente concentrado en las instalaciones de generación de energía solar.

Millones de euros				
	2021	2020	2021-2020	
Instalaciones de producción:				
- termoeléctricas	550	452	98	21,7%
- hidroeléctricas	402	332	70	21,1%
- geotermoeléctricas	120	145	(25)	-17,2%
- nucleares	157	137	20	14,6%
- con fuentes de energía alternativas	4.947	4.007	940	23,5%
Total instalaciones de producción	**6.176**	**5.073**	**1.103**	**21,7%**
Redes de distribución de energía eléctrica[1]	4.389	3.288	1.101	33,5%
Enel X (e-Mobility, e-City, e-Industries, e-Home)	367	303	64	21,1%
Comercialización de energía eléctrica	643	460	183	39,8%
Otros	626	424	202	47,6%
TOTAL[2]	**12.201**	**9.548**	**2.653**	**27,8%**

(1) Las cifras de 2021 no incluyen los 907 millones de euros relacionados con las inversiones en infraestructuras incluidas en la CINIIF 12 (649 millones de euros en 2020).
(2) El dato de 2021 incluye 111 millones de euros relacionados con el perímetro clasificado como "mantenido para la venta".

En línea con los acuerdos de París en cuanto a la reducción de las emisiones de CO_2, impulsados por los objetivos de eficiencia energética y transición energética, el Grupo Enel ha invertido principalmente en instalaciones de generación a partir de fuentes de energía alternativa. Las inversiones en instalaciones de producción corresponden principalmente a plantas solares y eólicas en Estados Unidos, Colombia, Iberia, Italia, India, Chile y Rusia.
Para responder a los fenómenos meteorológicos externos cada vez más cambiantes, e invertir así en la resistencia de las redes, el Grupo ha seguido invirtiendo en la Línea de Negocio de Distribución (4.389 millones de euros). El aumento de 1.101 millones de euros se debe, principalmente, a las mayores inversiones en Italia, Brasil e Iberia para el proyecto Grid Blue Sky (un nuevo modelo operativo basado en plataformas que implica el rediseño de los sistemas, los procesos y la organización del trabajo para mejorar el valor de los activos, incluso mediante el uso de la inteligencia artificial) y para las actividades de Calidad y Telecontrol.
En Italia, Enel X, tras la introducción de medidas para relanzar la economía y con el objetivo de incentivar las intervenciones dirigidas a la recalificación energética y la seguridad sísmica, ha mantenido una mayor inversión en el desarrollo del negocio de e-Home asociado a la iniciativa "Vivi Meglio". En España, e-Home ha aumentado como resultado de un mayor volumen de ventas en comparación con 2020, mientras que en América del Norte y Corea ha habido una mayor inversión en las actividades de almacenamiento.

El impacto positivo de los cambios es de 228 millones de euros.

Los "Cambios en el ámbito de consolidación" del ejercicio de 2021 se refieren, principalmente, a la consolidación global de las sociedades australianas de energías renovables que anteriormente se valoraban con el método de la participación debido al cambio de gobierno en las empresas y sin la adquisición de cuotas adicionales, así como a la adquisición, por parte de Enel Green Power España, de 30 sociedades de energías renovables.

Las devaluaciones de los activos ascienden a 2.784 millones de euros y están relacionados, principalmente, con el proceso de transición energética iniciado por el Grupo, que llevó a la amortización, en 2021, de algunos activos de las centrales termoeléctricas italianas de Torrevaldaliga Nord, Fusina, La Spezia y Brindisi, de las centrales españolas de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, y de la central Bocamina II en Chile.
Esta partida también se vio afectada por la depreciación de activos en Australia y México.

La "Reclasificación desde/hacia 'Activos mantenidos para la venta'" se refiere, principalmente, a los inmuebles y otros activos tangibles de las sociedades italianas Enel X Paytipper SpA, Paytipper Network Srl y CityPoste Payment SpA.

Los "Otros cambios" incluyen la provisión para costes de desmantelamiento y restauración de instalaciones por valor de 861 millones de euros, principalmente en España e Italia, nuevos contratos de arrendamiento por valor de 723 millones de euros, el ajuste de los valores de los activos tangibles de las sociedades argentinas que operan en una economía hiperinflacionaria por valor de 576 millones de euros, y el efecto de la capitalización de los intereses de los préstamos específicamente dedicados a las inversiones en propiedades, planta y equipo por valor de 182 millones de euros (154 millones de euros en 2020). A continuación se indican los importes de los costes de financiación capitalizados en el "Propiedades, planta y equipo" y en el "Inmovilizado inmaterial", incluida la parte clasificada como mantenida para la venta, y en otros activos no corrientes.

Millones de euros						
	2021	**Tasa %**	**2020**	**Tasa %**	**2021-2020**	
Enel Green Power	-		-	-	-	-
Enel Green Power Brazil	-		12	2,4%	(12)	-
Enel Green Power North America	17	0,2%	10	0,2%	7	70,0%
Enel Green Power México	10	4,3%	23	4,1%	(13)	-56,5%
Enel Green Power South Africa	61	6,3%	47	6,3%	14	29,8%
Grupo Enel Américas	23	3,7%	7	5,8%	16	-
Grupo Enel Chile	80	7,0%	21	7,2%	59	-
Grupo Endesa[(1)]	4	1,5%	3	1,7%	1	33,3%
Grupo Enel Rusia	18	8,5%	10	7,2%	8	80,0%
Grupo EGP India	8	8,3%	1	7,5%	7	-
Grupo EGP Australia	1	0,2%	1	3,4%	-	-
Enel Green Power Colombia	-		2	1,3%	(2)	-
Enel Produzione	2	2,1%	4	4,3%	(2)	-50,0%
Nuove Energie	1	0,5%	1	0,5%	-	-
Enel Green Power Italia	5	3,3%	1	3,3%	4	-
Enel Green Power Chile	-		4	4,6%	(4)	-
Enel Finance International	12	1,8%	15	1,8%	(3)	-20,0%
Total[(2)]	**242**		**162**		**80**	**49,4%**

(1) El valor del Grupo EGP España está incluido en el Grupo Endesa.
(2) El valor total en 2021 también incluye -5 millones de euros de gastos de préstamo capitalizados relacionados con activos intangibles (7 millones de euros en 2020), 4 millones de euros relacionados con otros activos no corrientes (1 millón de euros en 2020) y 61 millones de euros relacionados con activos mantenidos para la venta.

A fecha de 31 de diciembre de 2021, el importe de los compromisos contractuales pendientes para la compra de propiedades, planta y equipo es de 1.437 millones de euros.

19. Infraestructuras incluidas en la "CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios"

Los acuerdos de concesión de servicios, en base a la CINIIF 12, se refieren a ciertas infraestructuras asociadas a las concesiones del servicio de distribución de electricidad en Brasil, Costa Rica y Colombia.

El siguiente cuadro resume los elementos relevantes de estas concesiones.

Millones de euros

	Concedente	Activos	País	Período de la concesión	Período restante de la concesión	Opciones de renovación[1]	Total reconocido en activos contractuales con clientes a fecha de 31.12.2021	Total reconocido en activos financieros a fecha de 31.12.2021	Total reconocido en activos intangibles a fecha de 31.12.2021
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Estado brasileño	Distribución de energía eléctrica	Brasil	1997-2026	5 años	No	112	838	404
Enel Distribuição Ceará	Estado brasileño	Distribución de energía eléctrica	Brasil	1998-2028	7 años	No	63	620	395
Enel Green Power Mourão	Estado brasileño	Producción de energía eléctrica	Brasil	2016-2046	25 años	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Estado brasileño	Producción de energía eléctrica	Brasil	2016-2046	25 años	No	-	23	-
Enel Distribuição Goiás	Estado brasileño	Distribución de energía eléctrica	Brasil	2015-2045	24 años	No	252	69	643
Enel Green Power Volta Grande	Estado brasileño	Generación de energía eléctrica	Brasil	2017-2047	26 años	No	-	243	-
Enel Distribuição São Paulo	Estado brasileño	Distribución de energía eléctrica	Brasil	1998-2028	7 años	No	91	1.001	609
PH Chucas	Instituto Costarricense de Electricidad	Instalación hidroeléctrica	Costa Rica	2012-2031	10 años	No	-	101	47
USME ZE SAS	Empresa de Transporte del Tercer Milenio - Transmilenio SA	e-Mobility	Colombia	2021-2035	16 años	No	-	6	-
Fontibon ZE SAS	Empresa de Transporte del Tercer Milenio - Transmilenio SA	e-Mobility	Colombia	2021-2035	16 años	No	-	47	-
Total							**518**	**2.953**	**2.098**

(1) No existe opción de renovación automática pero las sociedades concesionarias del Grupo pueden participar en los procedimientos de renovación de acuerdo con las reglas establecidas por las concedentes.

El valor de los activos al final de la concesión, clasificados como activos financieros, se mide por su valor razonable. Para más detalle, véase la nota 50, "Activos y pasivos medidos al valor razonable".

20. Arrendamiento financiero

La siguiente tabla muestra los cambios en el derecho de uso durante 2021.

Millones de euros	Terrenos en arrendamiento financiero	Construcciones en arrendamiento financiero	Instalaciones en arrendamiento financiero	Otros bienes en arrendamiento financiero	Total
Total a fecha de 31 de diciembre de 2020	**707**	**551**	**479**	**438**	**2.175**
Incrementos	442	86	1	203	732
Diferencias en los tipos de cambio	37	1	(2)	(1)	35
Amortización	(38)	(114)	(34)	(118)	(304)
Otros movimientos	(1)	(7)	(3)	2	(9)
Total a fecha de 31 de diciembre de 2021	**1.147**	**517**	**441**	**524**	**2.629**

Los pasivos por arrendamiento financiero y sus movimientos durante el ejercicio se muestran en la siguiente tabla.

Millones de euros	
Total a fecha de 31 de diciembre de 2020	**2.068**
Incrementos	526
Pagos	(165)
Otros movimientos	118
Total a fecha de 31 de diciembre de 2021	**2.547**
en donde son a medio y largo plazo	*2.288*
en donde son a corto plazo	*259*

Durante 2021, se observa que, a pesar de los efectos de la pandemia, no se hicieron cambios ni renegociaciones de las cláusulas contenidas en los contratos de arrendamiento financiero.

Millones de euros	
	2021
Amortización de las actividades incluidas en el derecho de uso	304
Gastos por intereses del arrendamiento financiero	72
Costes relacionados con el arrendamiento financiero a corto plazo (inclusive en los costes por servicio y otros materiales)	46
Costes relacionados con el arrendamiento financiero de activos de bajo valor (inclusive en los costes por servicio y otros materiales)	-
Costes relacionados con los pagos variables debidos al arrendamiento financiero (inclusive en los costes por servicio y otros materiales)	22
Total	**444**

IBS
EFE

21. Propiedades de inversión – 91 millones de euros

Millones de euros	
Coste neto histórico de la devaluación de los activos acumulada	159
Fondo de amortización	56
Consistencia a fecha de 31.12.2020	**103**
Diferencias en los tipos de cambio	(1)
Depreciación	(3)
Devaluación de los activos	(4)
Otros movimientos	(4)
Total variaciones	**(12)**
Coste neto histórico de la devaluación de los activos acumulada	129
Fondo de amortización	38
Consistencia a fecha de 31.12.2021	**91**

Las propiedades de inversión a fecha de 31 de diciembre de 2021 ascienden a 91 millones de euros, lo que supone una disminución de 12 millones de euros con respecto al ejercicio anterior.

Las propiedades de inversión del Grupo consisten en inmuebles situados en Italia, España, Brasil y Chile, sobre los que no existen restricciones a la realización de las inversiones ni a la remisión de los ingresos y rentas relacionados con la desinversión. Además, hay que tener en cuenta que el Grupo no tiene obligaciones contractuales para la adquisición, construcción o desarrollo de propiedades de inversión ni para reparaciones, mantenimiento o mejoras. La variación del ejercicio se debe, principalmente, a la devaluación de algunos activos en Italia y España.

Para más detalles sobre la valoración de las propiedades de inversión, véanse los apartados 50 "Activos y pasivos valorados a valor razonable" y 50.2 "Activos no medidos a valor razonable en el estado de situación financiera".

22. Activos intangibles – 18.070 millones de euros

A continuación se muestran los detalles y la evolución de los activos intangibles del ejercicio de 2021.

Millones de euros	Costes de desarrollo	Derechos de patentes industriales y de explotación de obras	Concesiones, licencias, marcas y otros derechos similares	Acuerdos de concesión de servicios	Otras	Mejoras en los activos intangibles de terceros	Inmateriales en curso y a cuenta	Costes contractuales	Total
Coste neto histórico de la devaluación de los activos acumulada	44	2.985	12.988	5.452	4.821	10	1.337	1.581	29.218
Fondo de amortización	23	2.418	1.568	3.344	3.326	4	–	867	11.550
Consistencia a fecha de 31.12.2020	**21**	**567**	**11.420**	**2.108**	**1.495**	**6**	**1.337**	**714**	**17.668**
Inversiones	4	91	92	–	117	–	874	478	1.656
Pasajes en el ejercicio	(1)	335	10	–	202	–	(547)	1	–
Diferencias en los tipos de cambio	(1)	(9)	(238)	23	12	–	(6)	1	(218)
Cambios en el ámbito de consolidación	–	–	1	–	27	–	85	–	113
Desinversiones	–	–	(4)	(8)	1	–	(1)	–	(12)
Depreciación	(2)	(289)	(162)	(305)	(369)	–	–	(248)	(1.375)
Devaluación de los activos	(1)	(1)	–	(126)	(10)	–	–	–	(138)
Deterioro del valor	–	1	–	–	–	–	–	–	1
Otros movimientos	1	49	2	406	(7)	(6)	18	1	464
Reclasificación desde/hacia "Activos clasificados como mantenidos para la venta"	(1)	(3)	–	–	(84)	–	–	(1)	(89)
Total variaciones	**(1)**	**174**	**(299)**	**(10)**	**(111)**	**(6)**	**423**	**232**	**402**
Coste neto histórico de la devaluación de los activos acumulada	43	3.512	12.842	5.781	5.092	–	1.760	2.063	31.093
Fondo de amortización	23	2.771	1.721	3.683	3.708	–	–	1.117	13.023
Consistencia a fecha de 31.12.2021	**20**	**741**	**11.121**	**2.098**	**1.384**	**–**	**1.760**	**946**	**18.070**

La cartera de propiedad intelectual de Enel (también denominada "PI") identifica un conjunto de información crítica funcional para el crecimiento sostenible. El ecosistema Open Innovability® genera innovación a través de la creación y el intercambio de soluciones internas y externas que dan lugar a un flujo de ideas que necesitan formas de protección adecuadas. Por un lado, la PI permite controlar las soluciones inventivas, las tecnologías y los conocimientos procedentes tanto de la empresa como de los ecosistemas de innovación a los que pertenece Enel y en los que participan universidades, organismos de investigación, proveedores, programadores y consultores; por otro lado, la PI es siempre quien permite la propagación segura y sostenible de las soluciones tecnológicas a través de las cuales se aplican los programas de electrificación, plataformización y custodia.

A fecha de 31 de diciembre de 2021, el Grupo cuenta con un total de 892 títulos de patentes de invención pertenecientes a 146 familias tecnológicas; de ellos, 749 son títulos concedidos y 143 son solicitudes pendientes. Se trata de una cartera que ofrece protección en todos los mercados en los que el Grupo está presente. La cartera de Enel también incluye 15 modelos de utilidad y 170 registros de diseño. Además de las patentes, los modelos de utilidad y los diseños, los derechos de propiedad intelectual incluyen también los secretos industriales de carácter técnico y comercial, que se codifican y mantienen constantemente de acuerdo con el procedimiento organizativo de gestión de secretos comerciales (véase más adelante). En cuanto a las marcas, el Grupo posee 1.576 títulos, de los cuales 1.455 son registros ya concedidos y 121 solicitudes de registro pendientes.

En la Línea de Negocio Global Enel Green Power and Thermal Generation, se destaca el desarrollo de soluciones técnicas innovadoras en el campo de la producción de energía a partir de fuentes solares renovables, con el objetivo de (i) aumentar la producción fotovoltaica de las instalaciones mediante el incremento de los mecanismos de transferencia de carga a nivel micro y nanométrico en correspondencia con las diferentes capas tanto en las células simples de heterounión como en los sistemas en tándem, y (ii) crear un sistema innovador para la instalación rápida y automatizada de paneles fotovoltaicos en estructuras de soporte predeterminadas, permitiendo un importante

ahorro en términos de tiempo de instalación, un aumento de la precisión de la operación, su escalabilidad y, por tanto, la competitividad de la empresa a nivel internacional. Actualmente hay un total de 11 familias de patentes que comprenden 28 solicitudes de patentes nacionales e internacionales pendientes y 7 patentes nacionales concedidas y en vigor.
Dentro de Global Infrastructure & Networks, los activos de patentes contribuyen significativamente a la estrategia de crear plataformas y explotar las externalidades de la red en el mercado de servicios, así como a la automatización de la gestión administrativa. El proyecto Grid Blue Sky, cuyo lanzamiento se anunció en el informe del último ejercicio, contribuye a la creación de una nueva plataforma operativa mundial para las redes del Grupo. Considerando la gran intensidad de PI generada, el proyecto se ha investigado más a fondo y se analizará con más detalle más adelante en la presente sección.

En la Línea de Negocio Global de Enel X, el desarrollo de soluciones con impacto en los activos de PI se refería, principalmente, a las aplicaciones empresariales de telemedicina y a las plataformas en el ámbito de la habitabilidad urbana. En el primer ámbito, tiene especial relevancia la aplicación Smart Axistance eWell, un itinerario de salud diseñado y gestionado por especialistas de la Fundación Policlinico Gemelli y puesto a disposición a través de una plataforma de telemedicina y una app, ambas creadas por Enel X y protegidas por derechos de autor. En el segundo ámbito, cabe destacar el 15 Minutes City Index, un indicador de planificación urbana desarrollado en colaboración con la Universidad de Florencia, sobre el que Enel X posee un secreto comercial y una solicitud de patente italiana. Mediante el uso de datos abiertos, el 15 Minutes City Index evalúa los servicios esenciales (transporte público, hospitales, escuelas, etc.), destacando para cada municipio y distrito las zonas geográficas peor atendidas (en relación con la densidad de población) y apoyando así la planificación urbana.
En el negocio de la movilidad eléctrica, la cartera de PI tiene una composición diversa de formas de protección, incluidas las patentes de invención, los diseños, los secretos comerciales, los modelos de utilidad y los derechos de autor tecnológicos. En particular, cabe destacar: (i) la familia de patentes relativas a las infraestructuras de carga bidireccional de alta potencia, para las que se presentó inicialmente una solicitud en los Estados Unidos y, posteriormente, se iniciaron procedimientos a nivel internacional; (ii) los secretos comerciales relativos a las plataformas estratégicas de movilidad; (iii) los derechos de autor de la app Juice Pass; (iv) el diseño comunitario que protege la forma estética de Juice Media, un producto innovador, que permite ofrecer simultáneamente servicios de carga eléctrica y de publicidad multimedia; y (v) los diseños de Juice Pole Mini protegidos en Europa, así como en la India, Chile, Noruega, los Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido.

El Grupo también está invirtiendo recursos en el desarrollo de soluciones innovadoras con una alta densidad de PI, principalmente en las formas de protección de derechos de autor y secretos comerciales, en relación con los modelos climáticos y los modelos cuantitativos avanzados para el análisis de los sistemas energéticos destinados a apoyar los procesos de descarbonización y electrificación en las principales geografías de interés, con una visión integrada y de futuro.
A nivel organizativo y comunicativo, en el ejercicio de 2021 Enel hizo un seguimiento de dos líneas de actuación encaminadas a conseguir una gestión estratégica, responsable y sostenible de la PI. Por un lado, a nivel del Grupo se adoptó un nuevo procedimiento de gestión de la propiedad intelectual. Por otro lado, tras la reconstrucción de la cartera de PI del Grupo, finalizada en 2020, se ha continuado con el proyecto de estructurar la información sobre propiedad intelectual, para enmarcarla en el ámbito más amplio de la información no financiera del Grupo Enel.

El siguiente cuadro muestra los acuerdos de concesión de servicios no incluidos en la aplicación de la CINIIF 12, que tienen un saldo presupuestario a fecha de 31 de diciembre de 2021.

Millones de euros

	Concedente	Activos	País	Período de la concesión	Período restante de la concesión	Opciones de renovación	a 31.12.2021	Valor razonable inicial
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribución de energía eléctrica	España	Indefinido	Indefinido	-	5.678	5.673
Codensa	República de Colombia	Distribución de energía eléctrica	Colombia	Indefinido	Indefinido	-	1.176	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	República de Chile	Distribución de energía eléctrica	Chile	Indefinido	Indefinido	-	1.254	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	República del Perú	Distribución de energía eléctrica	Perú	Indefinido	Indefinido	-	525	548
E-Distribuţie Muntenia	Ministerio de Economía rumano	Distribución de energía eléctrica	Rumanía	2005-2054	33 años	Sí	119	191

Los activos con vida útil indefinida tienen un valor total de 8.633 millones de euros (8.892 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), principalmente relacionados con las concesiones para actividades de distribución en España (5.678 millones de euros), Colombia (1.176 millones de euros), Chile (1.254 millones de euros) y Perú (525 millones de euros), para las que no se prevé ni es previsible, a día de hoy, una fecha de caducidad al ejercicio del servicio; en base a las proyecciones realizadas, los flujos de efectivo atribuibles a cada UGE, a la que pertenecen las distintas concesiones, son suficientes para recuperar el valor de inscripción en el balance. La variación del ejercicio se debe principalmente a la variación del tipo de cambio. Véase la nota 19 para más detalle sobre "Acuerdos de concesión de servicios".

Los "Cambios en el ámbito de consolidación" del ejercicio de 2021 se refieren, principalmente, a la adquisición por parte de Enel Green Power España del 100% de 30 sociedades que operan en el sector de las energías renovables en España.

La "Devaluación de los activos" asciende a 138 millones de euros en 2021, principalmente por la amortización relativa a la central hidroelécrtrica de PH Chucas; véase la nota 11.e para más detalle.

Los "Otros movimientos" incluyen los costes de diseño asociados a la adquisición de algunas sociedades instrumentales brasileñas.

23. Plusvalía – 13.821 millones de euros

Millones de euros	a 31.12.2020			Variaciones de perímetro	Dif. de cambio	Deterioro de valor	Compensación del coste histórico con corrección de valor por pérdidas	Otros movimientos	a 31.12.2021		
	Coste histórico	Deterioro de valor acumulado	Valor neto						Coste histórico	Deterioro de valor acumulado	Valor neto
Península Ibérica	11.177	(2.392)	8.785	–	–	–	–	–	11.177	(2.392)	8.785
Chile	1.205	–	1.205	2	2	–	–	–	1.209	–	1.209
Argentina	275	(253)	22	–	–	–	–	–	275	(253)	22
Perú	564	–	564	–	2	–	–	–	566	–	566
Colombia	530	–	530	–	(3)	–	–	–	527	–	527
Brasil	1.273	–	1.273	–	30	–	–	–	1.303	–	1.303
Centroamérica	25	–	25	(1)	1	–	–	–	25	–	25
México	18	(18)	–	–	–	–	–	–	18	(18)	–
América del Norte Enel Green Power	70	–	70	–	–	–	–	–	70	–	70
América del Norte Enel X	184	–	184	–	15	–	–	–	199	–	199
Asia Pacífico Enel X	84	–	84	–	–	–	–	–	84	–	84
Resto de Europa Enel X[1]	46	(3)	43	–	–	–	–	–	46	(3)	43
Italia Enel X	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Italia Mercado[2]	580	–	580	–	–	–	–	–	580	–	580
Italia Enel Green Power	20	–	20	–	–	–	–	1	21	–	21
Rumanía	407	(13)	394	–	(7)	–	–	–	400	(13)	387
Total	**16.458**	**(2.679)**	**13.779**	**1**	**40**	**–**	**–**	**1**	**16.500**	**(2.679)**	**13.821**

(1) También incluye Tynemouth y Viva Labs.
(2) Incluye Enel Energia.

Matriz de la plusvalía a fecha de 31.12.2021

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Otros	Total
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	-	-	21
Italia Mercado[1]	-	-	-	580	-	-	-	580
Península Ibérica	-	1.190	5.788	1.807	-	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brasil	-	423	880	-	-	-	-	1.303
Chile	-	996	213	-	-	-	-	1.209
Colombia	-	304	223	-	-	-	-	527
Perú	44	202	320	-	-	-	-	566
Centroamérica	-	25	-	-	-	-	-	25
Rumanía	-	-	330	57	-	-	-	387
América del Norte Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	-	70
América del Norte Enel X	-	-	-	-	199	-	-	199
Asia Pacífico Enel X	-	-	-	-	84	-	-	84
Resto de Europa Enel X[2]	-	-	-	-	43	-	-	43
Total	**44**	**3.234**	**7.773**	**2.444**	**326**	**-**	**-**	**13.821**

(1) Incluye Enel Energia.
(2) También incluye Tynemouth y Viva Labs.

Matriz de la plusvalía a fecha de 31.12.2020

Millones de euros	Generación Termoeléctrica y Trading	Enel Green Power	Infraestructuras y Redes	Mercados finales	Enel X	Servicios	Otros	Total
Italia Enel Green Power	-	20	-	-	-	-	-	20
Italia Mercado[1]	-	-	-	580	-	-	-	580
Iberia	-	1.190	5.788	1.807	-	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brasil	-	397	876	-	-	-	-	1.273
Chile	-	992	213	-	-	-	-	1.205
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perú	43	201	320	-	-	-	-	564
Centroamérica	-	25	-	-	-	-	-	25
Rumanía	-	-	336	58	-	-	-	394
América del Norte Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	-	70
América del Norte Enel X	-	-	-	-	184	-	-	184
Asia Pacífico Enel X	-	-	-	-	84	-	-	84
Resto de Europa Enel X[2]	-	-	-	-	43	-	-	43
Total	**43**	**3.205**	**7.775**	**2.445**	**311**	**-**	**-**	**13.779**

(1) Incluye Enel Energia.
(2) También incluye Viva Labs.

El aumento de 42 millones de euros de la plusvalía se debe principalmente a las "Diferencias de cambio" de 40 millones de euros, y las principales variaciones se producen en Brasil y Estados Unidos.

Los criterios adoptados para la identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) se basan en la separación de los ingresos, que se considera el criterio predominante en consideración a la naturaleza del negocio de referencia, teniendo en cuenta también las normas y reglamentos de funcionamiento de los mercados en los que operan, y la organización de la empresa. A efectos de el test de deterioro de valor de la plusvalía, las UGE identificadas se agrupan teniendo en cuenta las sinergias previstas, de acuerdo con la visión estratégica y operativa de la dirección, dentro del límite de los segmentos operativos identificados a efectos de información por segmentos.

También se especifica que, en 2021, las UGE existentes han sido objeto de un análisis en profundidad, con el objetivo de evaluar si existen cambios significativos de acuerdo con el párrafo 72 de la NIC 36.
Este análisis, ha modificado las UGE existentes, solo para España, donde en el Territorio Peninsular, las características del mercado y los niveles de programación y de gestión de determinadas instalaciones permitían la plena aplicación de la estrategia de integración de las carteras de generación y comercial, aprovechando toda la cadena de valor.

La situación es diferente para los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP), que están sujetos a una regulación específica debido a las peculiaridades del mercado en cuestión. De hecho, según la legislación local, la retribución de las sociedades generadoras de electricidad, en relación con la actividad desarrollada en estos territorios, debe realizarse a tarifas reguladas en base a parámetros establecidos por el regulador.
Dadas las peculiaridades de la regulación local en comparación con la de la Península Ibérica, donde la estrategia de gestión de la flota está totalmente al servicio de las ofertas comerciales, es evidente que en 2021 para España, de acuerdo con la NIC 36 párrafo 72, era necesario hacer un cambio en la UGE existente. En particular, se han diferenciado dos UGE:

- la Península Ibérica (denominada Península Ibérica), a excepción de los Territorios No Peninsulares;
- el perímetro de los Territorios No Peninsulares (denominada Iberia TNP), cuyos flujos de efectivo son en gran medida independientes de los generados por el área peninsular, en virtud de la regulación del mercado de referencia.

Por lo tanto, al 31 de diciembre de 2021, se ha realizado el test de deterioro de valor de las UGE de forma autónoma y se ha registrado una pérdida por deterioro de valor por 1.488 millones de euros de los activos de los Territorios No Peninsulares.

El importe recuperable de la plusvalía inscrita en el balance se ha estimado según el valor de uso de las UGE en cuestión mediante el uso de modelos de flujos de efectivo descontados, que implican la estimación de los flujos deefectivo esperados y la aplicación de una tasa de descuento adecuada, utilizando ciertos datos de mercado como los tipos libres de riesgo, la beta y la prima de riesgo de mercado.
Los flujos de efectivo se determinaron sobre la base de la mejor información disponible en el momento de la estimación, teniendo también en cuenta los riesgos específicos de cada UGE:

- para el período explícito del Plan Industrial aprobado por el Consejo de Administración de la controladora el 22 de noviembre de 2021, que contiene las previsiones de volúmenes, ingresos, gastos de operación, inversiones, activos industriales y comerciales, así como el ritmo de las principales variables macroeconómicas (inflación, tipos de interés nominales y tipos de cambio) y de las materias primas. Hay que tener en cuenta que el período explícito de flujos de efectivo que se tiene en cuenta para la prueba de deterioro es de tres años;
- para los años sucesivos, teniendo en cuenta las hipótesis sobre la evolución a largo plazo de las principales variables que determinan los flujos de efectivo, la vida útil residual media de los activos o la duración de las concesiones.

En particular, el valor terminal se estima en función de las especificaciones de los negocios relacionados con las diferentes UGE sujetas a deterioro de valor:

- perpetuidad, con referencia a los negocios de generación con tecnología Large Hydro (LH) y distribución, donde las licencias y concesiones tienen fechas de vencimiento a largo plazo y son fácilmente renovables, y para los negocios de Enel X, ya que se caracterizan por el desarrollo de un *know-how* específico que es sostenible a largo plazo;
- rendimiento anual, en el caso de las UGE caracterizadas principalmente por el negocio minorista, cuya vida útil restante está sustancialmente relacionada con la duración media de las relaciones con los clientes, y para los negocios de generación térmica convencional (Generación y Trading). También se utiliza, con referencia a los negocios de fuentes renovables (Enel Green Power) para tener en cuenta (i) el valor derivado de la vida útil residual de las instalaciones y (ii) el valor residual, en caso de eliminar la instalación, asociado a los derechos de concesión, la competitividad de los lugares de producción (en términos de recursos naturales) y las interconexiones a la red.

La tasa de crecimiento nominal considerada (tasa g) es igual al crecimiento a largo plazo de la demanda de electricidad y/o de la inflación (en función del país de pertenencia y de la empresa) y, en cualquier caso, no supera la tasa media de crecimiento a largo plazo del mercado de referencia.
El análisis del impacto del cambio climático en los fenómenos relevantes para el negocio es una actividad compleja que requiere la construcción de un marco de escenarios y análisis coherentes sobre las distintas dimensiones, para lo cual hay que remitirse al apartado que figura al final de la presente nota titulado "Análisis de los escenarios de transición energética y de los impactos del cambio climático utilizados en los modelos de evaluación".

El Grupo confirmó sus directrices estratégicas basadas en las tendencias de transición energética. De hecho, el despliegue de capital se ha centrado en la descarbonización, mediante el desarrollo de activos de generación a partir de fuentes renovables, en las infraestructuras habilitadoras vinculadas al desarrollo de redes y en la implantación de modelos de plataforma, aprovechando la evolución tecnológica y digital, que favorecerán la electrificación del consumo, así como el desarrollo de nuevos servicios para los clientes finales. En particular, en 2021 se ha actualizado la hoja de ruta de descarbonización de Enel para recoger la aceleración en el desarrollo de las energías renovables y la reducción de la capacidad térmica prevista en el nuevo Plan Estratégico 2022-2024, así como en las ambiciones para 2030 presentadas en el Día de los Mercados de Capitales 2021, estableciendo los siguientes objetivos en línea con el Acuerdo de París:

Horizonte temporal		Objetivo de reducción de los gases de efecto invernadero (GEI)
Corto plazo	2024	• Emisiones directas de Alcance 1 a 140 gCO_{2eq}/kWh (-36% respecto a 2021)
Medio-largo plazo	2030	• Emisiones directas de Alcance 1 a 82 gCO_{2eq}/kWh (-80% respecto a 2017, coherente con un transcurso de 1,5 °C certificado SBTi) • Reducción del 55% de las emisiones indirectas de Alcance 3 asociadas al consumo de gas por parte de los clientes finales en comparación con 2017
Largo plazo	2040	• Descarbonización total de la combinación energética

También hay que señalar que el Grupo ha tenido en cuenta los impactos derivados del cambio climático a largo plazo, y en particular:

- si consideramos en la estimación del valor terminal una tasa de crecimiento a largo plazo alineada con el cambio en la demanda de electricidad 2022-2050 en base a las especificidades de los negocios involucrados, teniendo en cuenta los supuestos relacionados con el aumento de la temperatura debido al cambio climático y las tendencias relacionadas con la transición energética;
- la asunción de los costes reservados para el desmantelamiento de las instalaciones de energía eléctrica a partir de fuentes combustibles fósiles, de acuerdo con el objetivo de cero emisiones directas (Alcance 1) y cero emisiones indirectas de las actividades de venta al por menor (Alcance 3);
- la elaboración de análisis de sensitividad con referencia a la tasa de crecimiento estimada a largo plazo, como se detalla a continuación.

El valor en uso determinado de la forma descrita anteriormente fue superior al valor registrado en los estados financieros para todas las UGE, excepto en lo indicado a continuación.

Para verificar la solidez del valor de uso de las UGE, se hicieron análisis de sensibilidad sobre los principales impulsores del valor, en particular el WACC, la tasa de crecimiento a largo plazo y los márgenes, cuyos resultados respaldan plenamente este valor.
A continuación se muestra la composición de las plusvalías principales por sociedad a la que pertenece la UGE, los tipos de descuento adoptados y el horizonte temporal en el que se actualizan los flujos de efectivo previstos.

Millones de euros	Importe	Tasa de crecimiento[1]	Tasa de descuento WACC antes de impuestos[2]	Período explícito flujos de efectivo	Valor terminal[3]	Importe	Tasa de crecimiento[1]	Tasa de descuento WACC antes de impuestos[2]	Período explícito flujos de efectivo	Valor terminal[3]
	a 31.12.2021					a 31.12.2020				
Península Ibérica	8.785	1,64%	3,93%	3 años	Perpetuidad/ 25 años EGP/ 14 años G&T	8.785	1,65%	4,06%	3 años	Perpetuidad/ 24 años EGP/ 11 años G&T
Chile	1.209	2,02%	6,58%	3 años	Perpetuidad/ 25 años EGP/ 6 años G&T	1.205	1,97%	6,95%	3 años	Perpetuidad/ 25 años EGP/ 7 años G&T
Argentina	22	24,11%	46,75%	3 años	Perpetuidad/ 8 años G&T	275	11,79%	41,61%	3 años	Perpetuidad/ 1 año G&T/ 5 años LH
Perú	566	2,31%	6,64%	3 años	Perpetuidad/ 23 años EGP/ 9 años G&T	564	2,30%	6,73%	3 años	Perpetuidad/ 24 años EGP/ 10 años G&T
Colombia	527	3,11%	8,82%	3 años	Perpetuidad/ 28 años EGP/ 16 años G&T	530	3,04%	8,54%	3 años	Perpetuidad/ 28 años EGP/ 17 años G&T
Brasil	1.303	3,30%	9,09%	3 años	Perpetuidad/ 26 años EGP/ 7 años G&T	1.273	3,25%	9,35%	3 años	Perpetuidad/ 26 años EGP/ 8 años G&T
Centroamérica	25	2,03%	7,85%	3 años	19 años	25	1,97%	8,15%	3 años	22 años
América del Norte Enel Green Power	70	2,03%	5,01%	3 años	26 años	70	1,97%	5,49%	3 años	25 años
América del Norte Enel X	199	2,03%	7,62%	3 años	Perpetuidad	184	1,97%	8,25%	3 años	Perpetuidad
Asia Pacífico Enel X	84	2,03%	8,81%	3 años	Perpetuidad	84	2,02%	9,07%	3 años	Perpetuidad
Resto de Europa Enel X	43	2,03%	8,24%	3 años	Perpetuidad	39	2,02%	8,70%	3 años	Perpetuidad
Italia Enel Green Power	21	1,52%	4,94%	3 años	Perpetuidad/ 23 años	20	1,38%	5,44%	3 años	Perpetuidad/ 24 años
Italia Mercado	580	1,48%	9,14%	3 años	15 años	580	1,30%	9,98%	3 años	15 años
Rumanía	387	2,06%	7,56%	3 años	Perpetuidad/ 25 años	394	2,35%	7,98%	3 años	Perpetuidad/ 26 años
UGE sin plusvalía reconocida pero sujeta a pruebas de deterioro de valor en presencia de los indicios apropiados requeridos por la NIC 36										
Iberia - TNP (Territorios No Peninsulares)[4]	-	-	3,42%	5 años	5 años	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Australia[5]	-	0,91%	5,50%	3 años	25 años	-	1,35%	4,42%	3 años	26 años
México[6]	-	3,36%	8,77%	3 años	24 años	18	1,43%	8,83%	3 años	25 años

(1) Tasa de crecimiento del flujo de efectivo perpetuo después del período explícito.
(2) El WACC antes de impuestos calculado por el método iterativo: la tasa de descuento que permite que el valor en uso calculado con flujos antes de impuestos sea equivalente al calculado con flujos después de impuestos descontados al WACC después de impuestos.
(3) El valor terminal se ha estimado mediante una anualidad perpetua o una anualidad esperada con rendimientos crecientes para los años indicados en la columna. (G&T = Generación y Trading, EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro).
(4) Iberia - TNP: fue necesario hacer el test debido al empeoramiento de las condiciones regulatorias y del mercado.
(5) Australia: fue necesario hacer el test debido al empeoramiento de las condiciones del escenario macroeconómico.
(6) México: fue necesario hacer el test debido al empeoramiento de los resultados industriales y comerciales.

A fecha de 31 de diciembre de 2021, las pruebas de deterioro de valor hechas en las UGE sin plusvalía registrada mostraron una pérdida por deterioro de valor, neta de efecto fiscal, de 1.116 millones de euros en la UGE Iberia - TNP, 113 millones de euros en la UGE México y 21 millones de euros en la UGE Australia.

Análisis de los escenarios de transición energética y de los impactos del cambio climático utilizados en los modelos de evaluación

El análisis del impacto del cambio climático en los fenómenos relevantes para los negocios es una actividad compleja que requiere la construcción de un marco de escenarios y análisis coherentes en diferentes dimensiones.
En concreto, los escenarios de transición describen posibles configuraciones industriales y tecnológicas en contextos específicos de evolución social, económica y política, que también se corresponden con diferentes tendencias de emisión de gases de efecto invernadero (GEI), mientras que los escenarios físicos describen posibles tendencias futuras de las variables.

En 2021, Enel ha revisado a los escenarios de transición energética a medio y largo plazo, como parte del marco general que garantiza la coherencia con los escenarios climáticos, definiendo tres escenarios alternativos.

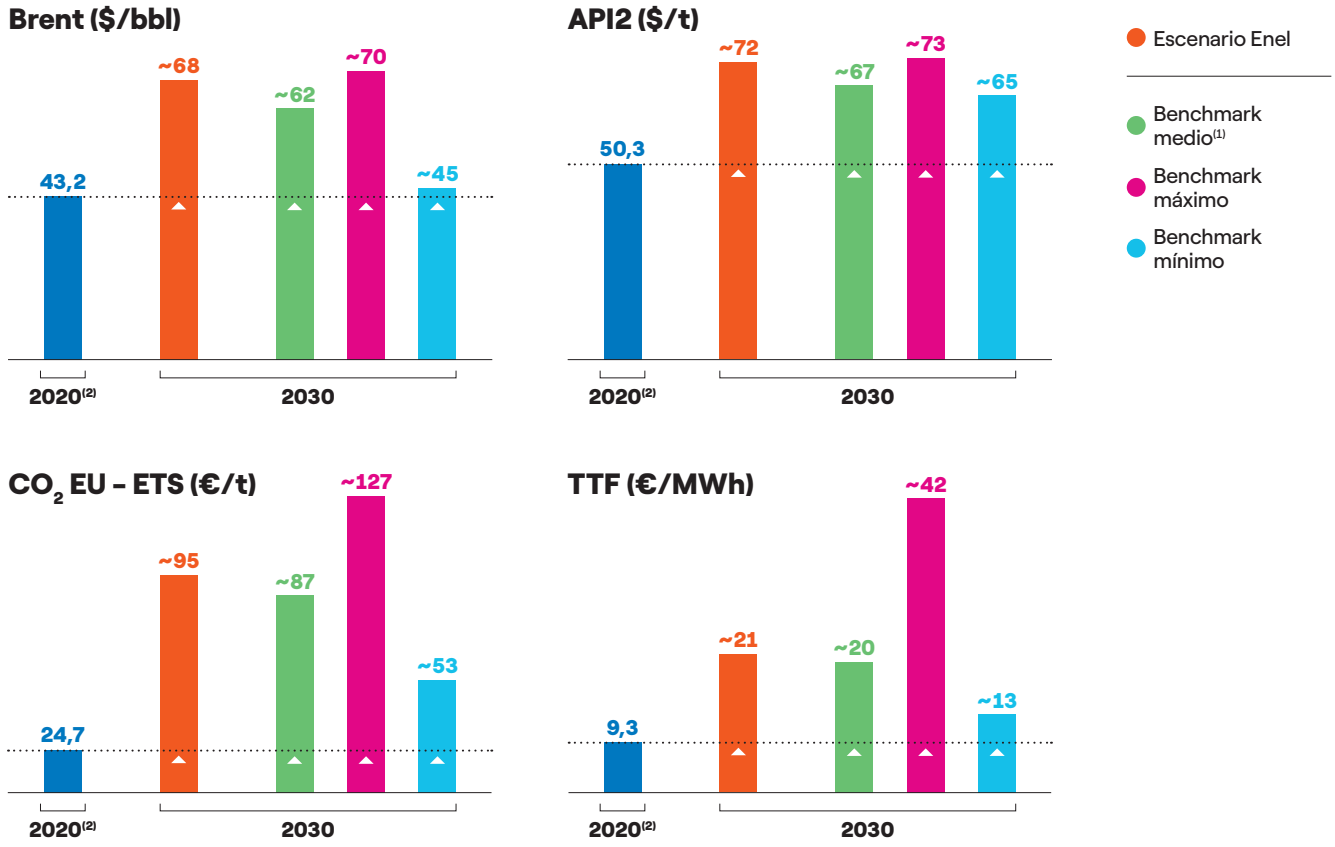
- Escenario *París* - Prevé la consecución de los objetivos del Acuerdo de París, lo que supone un nivel de ambición climática significativamente mayor que el de la situación actual. El aumento de la ambición se apoya en una mayor electrificación del consumo y en el creciente desarrollo de las energías renovables.
- Escenario de *Transición Lenta* (*Slow Transition*) - Un escenario caracterizado por una transición energética más lenta, que no permite cumplir los objetivos del Acuerdo de París. Este escenario implica un menor aumento de las energías renovables y un proceso de electrificación menos sostenido que el escenario *París*, especialmente a corto plazo (retraso en la aplicación de la transición).
- Escenario de *Mejor Lugar* (*Best Place*) - Se construye para probar supuestos mejorados en comparación con el escenario *París*. Los objetivos del Acuerdo de París también se cumplen en este escenario, pero se considera un abanico más amplio de opciones tecnológicas: por ejemplo, una mayor penetración del hidrógeno verde, es decir, producido a partir de electricidad renovable, utilizado más ampliamente en los sectores difíciles de eliminar, facilitando el proceso de descarbonización hacia las emisiones netas cero.

Enel ha elegido el escenario *París*, que prevé la consecución de los objetivos del Acuerdo de París, como referencia para la planificación a largo plazo, a diferencia del año pasado, cuando el escenario de referencia fueron las políticas actuales. Esto se debe a la creencia de que, a nivel mundial, los gobiernos, las empresas, las organizaciones y los ciudadanos participarán efectivamente en el esfuerzo común para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. El aumento de los compromisos "Net Zero" por parte de los estados durante 2021, que actualmente cubren el 88% de las emisiones globales[25], y el resultado de la COP26 apoyan la elección de un escenario que alcance los objetivos de París como referencia a largo plazo para Enel. En cuanto a la posibilidad de asumir como escenario de referencia para la planificación a largo plazo la consecución del objetivo más desafiante del Acuerdo de París, es decir, la estabilización de la temperatura media mundial dentro de los +1,5 °C, es evidente que sigue existiendo la incertidumbre de que algunos países puedan mantener trayectorias inerciales, retrasando el proceso de descarbonización hacia las emisiones netas cero en 2050.
Teniendo en cuenta esta premisa con respecto al contexto externo, el Grupo Enel opera un modelo de negocio en línea con el nivel más alto de ambición de los objetivos del Acuerdo de París, es decir, en consonancia con un aumento de la temperatura media global de 1,5 °C para 2100. Enel se ha fijado el objetivo a largo plazo de lograr cero emisiones directas (Alcance 1), con la generación de electricidad totalmente renovable, y cero emisiones relacionadas con las actividades de venta de energía (Alcance 3).

Las hipótesis sobre la evolución de los precios de los productos básicos como insumos para el escenario *París* son coherentes con los escenarios externos que alcanzan los objetivos del Acuerdo de París. En particular, se supone un aumento sostenido del precio del CO_2 en 2030, causado por una reducción progresiva de la oferta de permisos ante el aumento de la demanda, y una estabilización de los precios del carbón, debido a la disminución de la demanda. En cuanto al gas, se espera que las tensiones en los precios disminuyan en los próximos años a la luz de un reajuste de la oferta y la demanda a nivel mundial. Por último, se espera que los precios del petróleo se estabilicen gradualmente, con un pico de demanda previsto en torno a 2030.
A continuación, los valores indicados como "Escenario Enel" representan las hipótesis del escenario de referencia del Grupo, que son útiles para diversas aplicaciones, como las relacionadas con las actividades de planificación y las evaluaciones de deterioro.

(25) Al 28 de diciembre de 2021.

A continuación, los valores indicados como "Escenario Enel" representan las hipótesis del escenario de referencia del Grupo, que son útiles para diversas aplicaciones, como las relacionadas con las actividades de planificación y las evaluaciones de deterioro.



(1) Fuente: IEA – Sustainable Development Scenario and Net Zero Scenario, BNEF, IHS green case scenario, Enerdata green scenario. Nota: los escenarios utilizados como referencia se publicaron en diferentes momentos del año, y pueden no estar actualizados con la última dinámica del mercado.
(2) Balance final.

Los dos escenarios alternativos de *Transición Lenta* y *Mejor Lugar* se utilizan para los test de estrés estratégico, la evaluación de los riesgos y la identificación de oportunidades de negocio.

Entre las proyecciones climáticas elaboradas por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) a escala mundial, el Grupo ha seleccionado tres:

- SSP1-RCP 2.6: compatible con un rango de calentamiento global inferior a 2 °C, en comparación con los niveles preindustriales (1850-1900), dentro de 2100. En los análisis que tienen en cuenta tanto las variables físicas como las transitorias, el Grupo asocia este escenario a los de *París* y *Mejor Lugar*;
- SSP2-RCP 4.5: está coherente con un escenario intermedio, en el que se estima un aumento de la temperatura media de unos 2,7 °C dentro de 2100, respecto al período 1850-1900. Este escenario proyecta un calentamiento global consistente con el rango de estimaciones de aumento de temperatura que consideran las políticas globales actuales[26]; en los análisis que consideran tanto las variables físicas como las de transición, el Grupo asocia este escenario con el de *Transición Lenta*.
- SSP5-RCP 8.5: compatible con un escenario en el que no se van a llevar a cabo medidas específicas para combatir el cambio climático. En este escenario, se estima que el aumento global de la temperatura será de unos +4,4 °C respecto a los niveles preindustriales dentro de 2100.

A continuación se describen los efectos globales de la transición y los escenarios físicos sobre la demanda de electricidad en los principales países en los que opera el Grupo.

(26) Climate Action Tracker thermometer, estimaciones del calentamiento global para el año 2100 teniendo en cuenta las actuales "Policies & action" y "2030 targets only" (actualización noviembre de 2021).

Italia y España

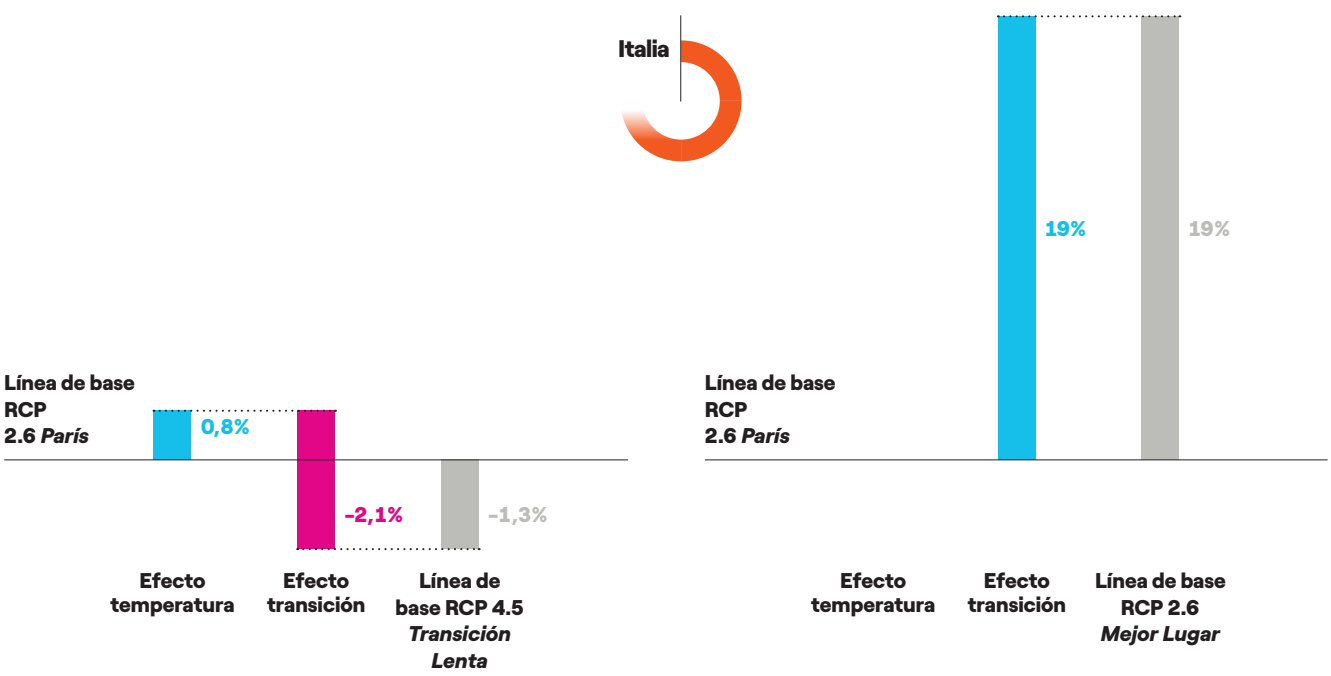
A través de la utilización de modelos de un sistema energético integrado es posible cuantificar la demanda de servicio del país. Tal nivel de detalle permite discriminar los efectos específicos que un cambio en las temperaturas puede provocar sobre las necesidades energéticas.

Como comentado el año pasado, la velocidad de la transición energética tiene un impacto mucho mayor en el nivel de la demanda de electricidad que los efectos de los aumentos de temperatura derivados del cambio climático: las políticas de descarbonización, junto con la innovación tecnológica, la responsabilidad social y el consiguiente cambio en el comportamiento de los consumidores, desempeñarán un papel activo en la evolución de la demanda de electricidad y del mix energético en general. En cualquier caso, del análisis se desprende que un aumento de la temperatura derivado del cambio climático provocará un incremento de la demanda de electricidad, aunque contenido en el rango de puntos porcentuales tanto para Italia como para España.

Considerando la visión integrada, el efecto potencial de los escenarios de transición más ambiciosos tiene un impacto más significativo en la demanda de electricidad que el aumento de la temperatura resultante del cambio climático.

Aunque las tendencias de los grados-día (HDD y CDD)[27] en los distintos escenarios climáticos son similares entre los dos países, las diferencias porcentuales de la demanda de electricidad de España entre los tres escenarios son menores que las de Italia. La principal diferencia se refiere al sistema energético en 2030: en el caso de España, el plan energético nacional existente es muy ambicioso y se ajusta a una senda climática RCP 2.6, por lo que el escenario de *Transición Lenta* se acerca más al escenario *París*. En consecuencia, se espera una menor variabilidad en la evolución del sistema energético y, por tanto, de la demanda de electricidad en el período 2031-2050.

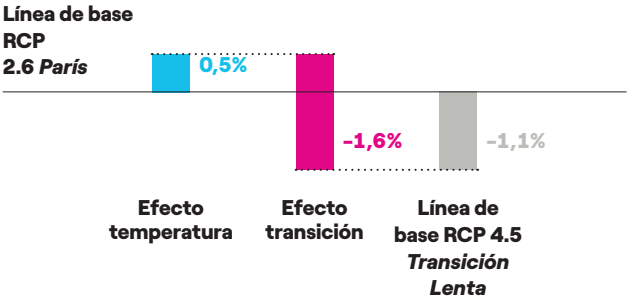
Italia – Efecto medio en la demanda de electricidad (2031-2050) de los tres escenarios de transición junto con sus RCP 2.6 y 4.5



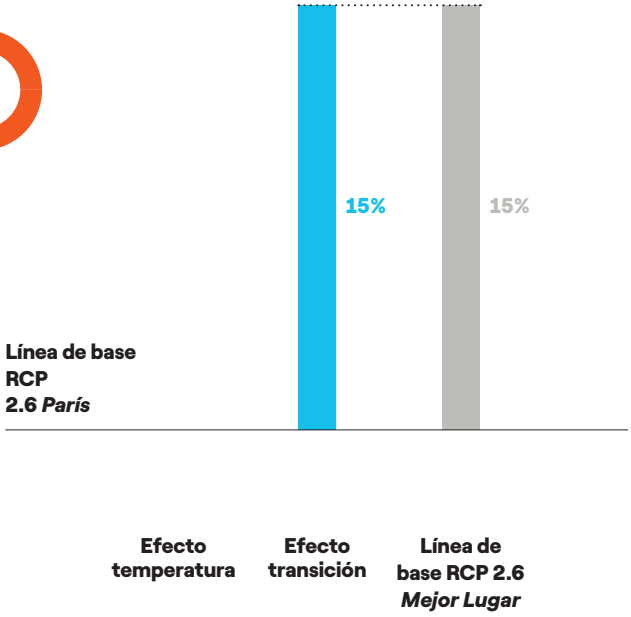
(27) *Heating Degree Days* (HDD); *Cooling Degree Days* (CDD).

España – Efecto medio sobre la demanda de electricidad (2031-2050) de los tres escenarios de transición junto con sus RCP 2.6 y 4.5

De *París* RCP 2.6 a *Transición Lenta* RCP 4.5



De *París* RCP 2.6 a *Mejor Lugar* RCP 2.6



Con el objetivo de conocer cuál es el impacto de la temperatura en los escenarios de transición, y a la vez ampliar el abanico de las hipótesis relacionadas con el cambio climático, se ha realizado un análisis de sensibilidad asociando el escenario de *Transición Lenta* al RCP 8.5, así como al RCP 4.5. Asumir un incremento adicional de la temperatura, en igualdad de condiciones de transición energética, lleva a una variación inferior de la demanda, en torno a -0,8% en Italia y -0,6% en España.

Efecto de la temperatura y la transición en la demanda de electricidad, promediado durante el período especificado de contribuciones de la temperatura y la transición para diferentes combinaciones de escenarios de transición y vías climáticas

		París contra *Transición Lenta* RCP 4.5			*París* contra *Transición* Lenta RCP 8.5			*Paris* contra *Mejor Lugar*		
		Efecto transición	Efecto temperatura de RCP 2.6 a RCP 4.5	Impacto total	Efecto transición	Efecto temperatura de RCP 2.6 a RCP 8.5	Impacto total	Efecto transición	Efecto temperatura de RCP 2.6 a RCP 2.6	Impacto total
Italia	2022-2030	-1,3%	0,0%	-1,3%	-1,3%	0%	-1,3%	2,7%	0,0%	2,7%
	2031-2050	-2,1%	0,8%	-1,3%	-2.1%	1,3%	-0,8%	19,0%	0,0%	19,0%
España	2022-2030	-0,9%	0,0%	-0,9%	-0,9%	0,0%	-0,9%	3,1%	0,0%	3,1%
	2031-2050	-1,6%	0,5%	-1,1%	-1,6%	0,9%	-0,6%	15,2%	0,0%	15,2%

Sin embargo, como consideración final, cabe señalar que, en años futuros, una electrificación del servicio de calefacción en el sector residencial superior a la estimada podría cambiar tanto el signo como la magnitud del efecto de la temperatura en ambos países. Por lo tanto, la evolución temporal de la cuota de electrificación de los servicios de calefacción debería ser objeto de seguimiento en la revisión anual.

América Latina

En los países de América Latina, el impacto de las tendencias de la temperatura, cuantificado a través de las métricas de *Heating Degree Days* (HDD) y *Cooling Degree Days* (CDD), se estimó mediante modelos econométricos de previsión basados en la elasticidad histórica.

Los análisis muestran que Brasil podría experimentar un aumento significativo de la demanda debido a los aumentos de temperatura, estimado entre el 0,8% y el 1,5% de la demanda prevista (calculada como la media de las previsiones de demanda en el período 2030-2050). El factor impulsor sería la mayor demanda de refrigeración prevista en el país; este cambio también se confirma mediante un enfoque de modelización del sistema. Sin embargo, estas estimaciones están sujetas a un importante grado de incertidumbre, dada la volatilidad del crecimiento económico brasileño.

En Argentina también se observa un posible aumento de la demanda vinculado al incremento de la temperatura, estimado entre el 0,3% y el 0,6% de la demanda prevista; al igual que en Brasil, esta estimación depende en gran medida del componente macroeconómico de este país en cuanto a la demanda de electricidad.

Las mismas consideraciones pueden hacerse extensivas a los demás países en los que opera el Grupo. En particular, en el resto de América Latina, donde observamos igualmente una elasticidad positiva de la demanda de electricidad a las temperaturas, el aumento esperado de las temperaturas tendría en cualquier caso un impacto menor que la dinámica ligada al crecimiento económico. En Chile y Colombia, la evidencia histórica sigue mostrando un fuerte acoplamiento entre el crecimiento de la demanda de electricidad y el crecimiento del PIB, con una demanda del sector industrial que representa alrededor del 50% del consumo de electricidad. Además, la variabilidad del contexto macroeconómico podría repercutir en la electrificación de los sectores residencial y terciario, que son los motores más inmediatos del aumento de la demanda de electricidad en caso de aumento de las temperaturas.

A continuación se muestra una tabla resumen con los rangos de los principales efectos de la temperatura para los países de América Latina obtenidos aplicando un intervalo de confianza del 95% a nuestro caso base.

	País	Efecto de la temperatura (media anual)			
		De RCP 2.6 a RCP 4.5		De RCP 2.6 a RCP 8.5	
		TWh	%	TWh	%
Límite superior	Argentina	0,68	0,3	1,37	0,6
	Brasil	7,92	0,8	15,83	1,5
	Chile	0,05	0,0	0,10	0,1
	Colombia	0,08	0,1	0,17	0,1

	País	Efecto de la temperatura (media anual)			
		De RCP 2.6 a RCP 4.5		De RCP 2.6 a RCP 8.5	
		TWh	%	TWh	%
Límite inferior	Argentina	0,57	0,3	1,15	0,5
	Brasil	2,48	0	4,96	0
	Chile	0,01	0,0	0,01	0,0
	Colombia	0,02	0,0	0,05	0,0

Efecto de la variación de la temperatura en la demanda de electricidad en los países del Grupo en América Latina (promedio 2030-2050).

24. Activos por impuestos diferidos y Pasivos por impuestos diferidos – 11.034 millones de euros y 9.259 millones de euros

A continuación se detallan los movimientos de los "Activos por impuestos diferidos" y los "Pasivos por impuestos diferidos" por tipo de diferencia temporal, determinados sobre la base de los tipos impositivos previstos en las disposiciones aplicables, así como el aumento de los activos por impuestos diferidos que pueden compensarse, cuando está permitido, con los pasivos por impuestos diferidos.

Millones de euros		Incremento/ (Decremento) con imputación contable	Incremento/ (Decremento) con imputación al patrimonio neto	Cambios en el ámbito de consolidación	Diferencias en los tipos de cambio	Otros movimientos	Reclasificación "Activos mantenidos para la venta"	
	a 31.12.2020							**a 31.12.2021**
Activos por impuestos diferidos:								
- diferencias en el valor de los propiedades, planta y equipo y activos intangibles	2.123	342	-	-	(7)	11	-	2.469
- provisiones para riesgos y gastos y devaluaciones de deducibilidad fiscal diferida	1.725	340	1	-	(4)	(27)	-	2.035
- pérdidas fiscalmente reportables	508	249	-	-	10	18	-	785
- valoración de instrumentos financieros	561	53	1.622	-	5	7	-	2.248
- beneficios al personal	898	(16)	(9)	-	2	(4)	-	871
- otras partidas	2.763	(133)	(6)	-	13	(8)	(3)	2.626
Total	**8.578**	**835**	**1.608**	**-**	**19**	**(3)**	**(3)**	**11.034**
Pasivos por impuestos diferidos:								
- diferencias sobre bienes y activos financieros	5.442	141	3	-	(83)	54	(19)	5.538
- valoración de instrumentos financieros	470	(107)	1.150	-	7	7	-	1.527
- otras partidas	1.885	275	10	10	19	4	(9)	2.194
Total	**7.797**	**309**	**1.163**	**10**	**(57)**	**65**	**(28)**	**9.259**

Activos por impuestos diferidos no compensables	**6.346**
Pasivos por impuestos diferidos no compensables	**4.230**
Pasivos por impuestos diferidos netos compensables	**341**

Los "Activos por impuestos diferidos" registrados en el balance a fecha de 31 de diciembre de 2021, ya que existe una certeza razonable de su recuperabilidad, ascienden a 11.034 millones de euros (8.578 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

Los impuestos diferidos aumentan en 2.456 millones de euros durante el ejercicio, principalmente debido al reconocimiento de mayores impuestos diferidos asociados a los siguientes fenómenos:

- las devaluaciones de los activos principalmente en Italia y España;
- el ritmo del valor razonable de los derivados de cobertura de flujos de cambio;
- las provisiones para el desmantelamiento, la reestructuración y la digitalización, principalmente en Italia.

Los impuestos diferidos (187 millones de euros) sobre las pérdidas fiscales existentes y correspondientes al período, que ascienden a 754 millones de euros, no se han reconocido ya

que, sobre la base de las estimaciones actuales de los futuros ingresos imponibles, no es probable que se recuperen.
Los "Pasivos por impuestos diferidos", que ascienden a 9.259 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2021 (7.797 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2020), incluyen sobre todo la determinación de los efectos fiscales sobre los ajustes del valor de los activos adquiridos en el momento de la asignación final del coste de las adquisiciones realizadas en los distintos ejercicios, así como la fiscalidad diferida sobre las diferencias entre las amortizaciones calculadas en base a los tipos impositivos, inclusive las amortizaciones anticipadas y las amortizaciones calculadas en base a la vida útil de los bienes.
Los impuestos diferidos aumentan en un total de 1.462 millones de euros, en particular como resultado de:

- el ritmo del valor razonable de los derivados de cobertura de flujos de cambio;
- las reformas fiscales de Argentina y Colombia.

Estos efectos se han visto parcialmente compensados por la reversión de los impuestos diferidos tras la amortización y el deterioro de los valores asignados en el pasado sobre los activos tangibles e intangibles en el momento de la adquisición del control como resultado de la asignación del precio de compra.

25. Inversiones valoradas con el método de la participación – 704 millones de euros

El siguiente cuadro muestra la evolución de las principales participaciones en empresas conjuntas y asociadas valoradas por el método de la participación.

Millones de euros	a 31.12.2020	Cuota %	Impacto en el estado del resultado	Variaciones de perímetro	Dividendos	Reclasificación desde/hacia "Activos clasificados como mantenidos para la venta"	Otros movimientos	a 31.12.2021	Cuota %
Sociedades de operación conjunta									
Slovak Power Holding	104	50,0%	523	-	-	-	(627)	-	50,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	115	20,0%	8	-	-	-	(2)	121	20,0%
Zacapa Topco Sàrl	115	20,6%	(1)	-	-	(2)	2	114	20,6%
Sociedad proyecto Kino	40	20,0%	(19)	-	-	-	-	21	20,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	46	43,8%	(17)	-	(16)	-	(1)	12	43,8%
Rocky Caney Holding	45	20,0%	5	-	-	-	-	50	20,0%
Drift Sand Wind Project	35	50,0%	3	-	-	-	2	40	50,0%
Front Marítim del Besòs	33	61,4%	-	-	-	-	-	33	61,4%
Enel Green Power Bungala	31	51,0%	-	(31)	-	-	-	-	100,0%
Rusenergosbyt	46	49,5%	44	-	(42)	-	3	51	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	22	32,0%	1	-	(2)	-	(3)	18	32,0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	9	50,0%	-	-	(6)	-	(3)	-	-
PowerCrop	2	50,0%	4	-	(2)	(1)	(3)	-	50,0%
Sociedades asociadas									
CESI	60	42,7%	-	-	-	-	(1)	59	42,7%
Tecnatom	28	45,0%	(2)	-	-	-	1	27	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	12	33,5%	3	-	(5)	-	-	10	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	8	37,5%	1	-	(1)	-	-	8	37,5%
Cogenio Srl	12	20,0%	2	-	(1)	-	(1)	12	20,0%
Otras menores	98		16	4	(16)	(1)	27	128	
Total	**861**		**571**	**(27)**	**(91)**	**(4)**	**(606)**	**704**	

La participación en Slovak Power Holding se valora con el método de la participación. En consideración con acuerdos específicos, este valor puede ajustarse al valor más bajo que resulte de la aplicación de una "fórmula precio" que regule la posible venta de la propia participación y que esté sujeta a múltiples condiciones a evaluar en función de la probabilidad de ocurrencia de diferentes escenarios. A fecha de 31 de diciembre de 2020, el valor razonable calculado según la fórmula precio mencionada era inferior al valor obtenido mediante el método de la participación y fijaba el valor en 104 millones de euros. A lo largo de 2021, debido al reconocimiento de una importante reducción de las reservas OCI relativas a los derivados de cobertura por valor de 687 millones de euros y al reconocimiento en el estado del resultado del período y de los períodos anteriores no reconocidos previamente (debido a los ajustes del valor razonable menor) por valor de 555 millones de euros, el valor de la inversión se canceló completamente. Además, se estableció una provisión para el fondo de amortización de participaciones por valor de 28 millones de euros.

Aparte de lo ya comentado, la variación de las inversiones valoradas con el método de la participación se atribuye principalmente a:

- los dividendos distribuidos durante el período por 91 millones de euros, principalmente por Rusenergosbyt y Tejo Energia Produção e Distribução de Energia Eléctrica;
- los efectos de las variaciones en el perímetro, principalmente relacionados con la consolidación de las sociedades pertenecientes al Grupo Enel Green Power Bungala, que anteriormente se valoraban con el método de la participación por un valor de 31 millones de euros.

Estos efectos negativos fueron compensados por el "Impacto en el estado del resultado", que incluye los resultados positivos y negativos reconocidos por las sociedades en proporción a la participación del Grupo Enel en ellas y se refiere, principalmente, a la contribución positiva de Rusenergosbyt por valor de 44 millones de euros. Las siguiente tablas muestran la información financiera de las principales sociedades de operación conjunta y asociadas del Grupo, que no están clasificadas como mantenidas para la venta de acuerdo con la NIIF 5.

Millones de euros	Activos no corrientes		Activos corrientes		Total activo	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Sociedades de operación conjunta						
Slovak Power Holding	12.194	10.813	1.854	676	14.048	11.489
Zacapa Topco Sàrl	1.393	1.253	176	117	1.569	1.370
Rusenergosbyt	3	2	141	120	144	122
Tejo Energia Produção e Distribução de Energia Eléctrica	34	82	107	128	141	210
Energie Electrique de Tahaddart	49	62	22	18	71	80
Sociedades asociadas						
CESI	198	202	28	25	226	227
Tecnatom	61	60	58	58	119	118
Suministradora Eléctrica de Cádiz	64	67	36	32	100	99
Compañía Eólica Tierras Altas	19	21	6	3	25	24

Millones de euros	Ingresos totales		Resultado antes de impuestos		Resultado neto de las operaciones continuadas	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Sociedades de operación conjunta						
Slovak Power Holding	3.417	2.954	190	163	137	120
Zacapa Topco Sàrl	267	221	15	7	(4)	(3)
Rusenergosbyt	2.288	2.198	112	112	90	90
Tejo Energia Produção e Distribução de Energia Eléctrica	126	114	(7)	17	(16)	8
Energie Electrique de Tahaddart	36	33	7	5	4	3
Sociedades asociadas						
CESI	140	122	(7)	(14)	(8)	(16)
Tecnatom	97	78	7	(5)	7	(5)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	14	25	10	21	8	14
Compañía Eólica Tierras Altas	13	8	4	-	3	-

Pasivos no corrientes		Pasivos corrientes		Total pasivo		Patrimonio neto	
a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
6.762	6.922	5.369	802	12.131	7.724	1.917	3.765
871	729	143	90	1.014	819	555	551
-	-	120	106	120	106	24	16
25	21	14	33	39	54	102	156
4	5	10	6	14	11	57	69
25	17	-	-	25	17	201	210
24	23	26	33	50	56	69	62
23	18	48	45	71	63	29	36
2	2	3	2	5	4	20	20

26. Derivados financieros

Millones de euros	No corriente		Corriente	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Contratos derivados activos	2.772	1.236	22.791	3.471
Contratos derivados pasivos	3.339	3.606	24.607	3.531

Por lo que respecta a los contratos de derivados clasificados entre los activos financieros no corrientes, véase la nota 49 sobre los derivados de cobertura y de negociación.

27. Activos/(Pasivos) corrientes/no corrientes de contratos con clientes

Millones de euros	No corriente		Corriente	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Activos de contratos con clientes	530	304	121	176
Pasivos de contratos con clientes	6.214	6.191	1.433	1.275

Los activos no corrientes de contratos con clientes se refieren, principalmente, a los activos en construcción resultantes de los acuerdos de concesión de servicios entre el sector público y el privado reconocidos de conformidad con la CINIIF 12, con fechas de vencimiento superiores a 12 meses (517 millones de euros). Este es el caso cuando el concesionario aún no ha devengado plenamente el derecho a que estas actividades sean reconocidas por el concedente, pero sin embargo existe la obligación contractual de hacerlo para que el activo se complete y sea remunerado a través de la tarifa. Hay que tener en cuenta que el valor a fecha de 31 de diciembre de 2021 incluye las inversiones del período, que ascienden a 907 millones de euros.

Los activos corrientes de contratos con clientes incluyen, principalmente, activos por trabajos en curso (98 millones de euros) relacionados con contratos por trabajos aún no facturados, cuyo pago depende del cumplimiento de una prestación contractual.

A fecha de 31 de diciembre de 2021, el valor de los pasivos no corrientes de contratos con clientes se atribuye, principalmente, a la distribución en Italia (3.252 millones de euros), España (2.521 millones de euros) y Rumanía (438 millones de euros) con referencia al método de contabilización de los ingresos relacionados con la conexión de nuevos usuarios que se difieren a lo largo de la duración media de los contratos.

Los pasivos corrientes de contratos con clientes incluyen pasivos relacionados con los ingresos de los servicios de conexión a la red eleéctrica que vencen en un plazo de 12 meses y que ascienden a 1.016 millones de euros reconocidos principalmente en Italia y España, así como pasivos por contratos por encargo en curso (392 millones de euros).

Tal y como exige la NIIF 15, a continuación se muestra la reversión al estado del resultado por clase de tiempo de los pasivos de contratos con clientes.

Millones de euros		
	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Antes de 1 año	1.433	1.275
Antes de 2 años	498	481
Antes de 3 años	480	461
Antes de 4 años	479	460
Antes de 5 años	477	459
Más 5 años	4.280	4.330
Total	**7.647**	**7.466**

28. Otros activos financieros no corrientes – 5.704 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Participaciones en otras sociedades valoradas al valor razonable	72	70	2	2,9%
Créditos y títulos incluidos en el endeudamiento neto financiero (véase la nota 28.1)	2.692	2.745	(53)	-1,9%
Acuerdos de concesión de servicios	2.890	2.300	590	25,7%
Gastos financieros anticipados no corrientes	50	44	6	13,6%
Total	**5.704**	**5.159**	**545**	**10,6%**

Los "Otros activos financieros no corrientes" aumentan en 545 millones de euros, principalmente por el incremento de los activos financieros relacionados con los acuerdos de concesión de servicios en Brasil y Costa Rica. Este efecto se ve parcialmente compensado por la disminución de los créditos incluidos en el endeudamiento neto financiero, como se detalla en la nota 28.1.

A continuación se desglosa la partida "Participaciones en otras sociedades valoradas al valor razonable".

Millones de euros					
	a 31.12.2021	Cuota %	a 31.12.2020	Cuota %	2021-2020
Empresa Propietaria de la Red SA	5	11,1%	5	11,1%	-
European Energy Exchange	13	2,4%	13	2,4%	-
Athonet Srl	7	16,0%	7	16,0%	-
Korea Line Corporation	1	0,3%	1	0,3%	-
Hubject GmbH	10	12,5%	10	12,5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	11	4,2%	10	3,3%	1
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	12	4,7%	11	3,7%	1
Otras	13		13		-
Total	**72**		**70**		**2**

28.1 Otros activos financieros no corrientes incluidos en el endeudamiento neto financiero – 2.692 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Títulos	403	408	(5)	-1,2%
Créditos financieros diversos	2.289	2.337	(48)	-2,1%
Total	**2.692**	**2.745**	**(53)**	**-1,9%**

Los "Títulos " incluyen principalmente instrumentos financieros valuados a valor razonable en patrimonio neto en los que las compañías de seguros holandesas invierten parte de su liquidez.

La reducción de "créditos financieros diversos" se debe principalmente a los siguientes fenómenos:

- la reducción de los créditos en Enel SpA, por 271 millones de euros, relacionados principalmente con la cesión de la participación en Open Fiber;
- la reclasificación de la cuota a corto plazo de los créditos financieros, por un importe de 90 millones de euros, en e-distribuzione en relación con el crédito debido a la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (55 millones de euros), así como el crédito relativo al reembolso de los gastos extraordinarios incurridos por los distribuidores para el programa de desinversión anticipada de los contadores electromecánicos sustituidos por los electrónicos (35 millones de euros).

Estos efectos fueron parcialmente compensados por:

- un aumento de los créditos financieros en 198 millones de euros en Enel Finance International que se refiere, principalmente, a la financiación de Slovak Power Holding BV;
- un aumento de los créditos financieros en 42 millones de euros en concepto de depósitos;
- la corrección de valor de 25 millones de euros por el crédito reclamado por Enel Produzione a EP Slovakia BV en relación con la concesión del 50% de la participación en Slovak Power Holding.

29. Otros activos financieros corrientes – 8.645 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Activos financieros corrientes incluidos en el endeudamiento neto financiero (véase la nota 29.1)	8.467	4.971	3.496	70,3%
Otros	178	142	36	25,4%
Total	**8.645**	**5.113**	**3.532**	**69,1%**

Los "Otros activos financieros corrientes" aumentan en 3.532 millones de euros debido principalmente al incremento de los activos financieros corrientes incluidos en el endeudamiento neto financiero, como se detalla en la nota 29.1, así como al aumento de la parte corriente de los activos financieros relacionados con los acuerdos de concesión de servicios.

29.1 Otros activos financieros corrientes incluidos en el endeudamiento – 8.467 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Cuota corriente de los créditos financieros a largo plazo	1.538	1.428	110	7,7%
Títulos al FVTPL	1	-	1	-
Títulos al FVOCI	87	67	20	29,9%
Créditos financieros y garantía en efectivo	6.485	3.223	3.262	-
Otros	356	253	103	40,7%
Total	**8.467**	**4.971**	**3.496**	**70,3%**

La variación de esta partida se debe principalmente a:

- los 3.262 millones de euros en concepto de mayores garantías en efectivo pagadas a las contrapartes por la operatividad en contratos derivados;
- un aumento de 110 millones de euros en la parte corriente de los créditos financieros a largo plazo, debido principalmente a:
  - la disminución del crédito financiero relativo al déficit del sistema eléctrico español (47 millones de euros);
  - el aumento de los créditos financieros por depósitos de seguridad (61 millones de euros).

30. Otros activos no corrientes – 3.268 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Créditos con operadores institucionales en el mercado	242	186	56	30,1%
Otros créditos	3.026	2.308	718	31,1%
Total	**3.268**	**2.494**	**774**	**31,0%**

Los "Créditos con operadores institucionales en el mercado" aumentan en 56 millones de euros en comparación con el ejercicio anterior, principalmente en España, en relación con las actividades de distribución.

El apartado "Otros créditos" a fecha de 31 de diciembre de 2021 incluye, principalmente, créditos tributarios por valor de 2.286 millones de euros (1.539 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), depósitos de seguridad por valor de 340 millones de euros (330 millones de euros a finales de 2020) y contribuciones no monetarias por cobros relacionados con los certificados verdes por valor de 56 millones de euros (73 millones de euros a 31 de diciembre de 2020). La variación del ejercicio se ve afectada, principalmente, por los créditos tributarios registrados por las empresas de distribución y atribuibles a la disputa relativa a la aplicación de los impuestos PIS/COFINS en Brasil por 596 millones de euros.

31. Otros activos corrientes – 5.002 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Créditos con operadores institucionales en el mercado	2.205	1.265	940	74,3%
Anticipos a proveedores	326	309	17	5,5%
Créditos con el personal	29	30	(1)	-3,3%
Créditos con otros	1.071	956	115	12,0%
Créditos tributarios diversos	1.164	848	316	37,3%
Devengos y gastos activos corrientes	207	170	37	21,8%
Total	**5.002**	**3.578**	**1.424**	**39,8%**

Los "Créditos con operadores institucionales en el mercado" incluyen principalmente créditos relacionados con el sistema italiano por 1.519 millones de euros (890 millones de euros a 31 de diciembre de 2020) y con el sistema español por 667 millones de euros (337 millones de euros a 31 de diciembre de 2020). La variación del aumento se debe, principalmente, a los mayores créditos registrados en Italia por la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), reclamados principalmente por e-distribuzione (346 millones de euros) y el Servizio Elettrico Nazionale (1.046 millones de euros) y relacionados principalmente con los mecanismos de compensación.

El aumento de 316 millones de euros de "Créditos tributarios diversos" se debe, principalmente, a un aumento de los créditos por impuestos indirectos y tasas en España (169 millones de euros) y América Latina (194 millones de euros), compensado en parte por una disminución de los mismos registrada en Italia (42 millones de euros).

Los "Créditos con otros" aumentan, principalmente, debido a un aumento de los créditos por derivados de materias primas de 303 millones de euros, registrado sobre todo en Italia y España, parcialmente compensado por un descenso de los créditos menores por depósitos de seguridad y un aumento de la provisión para pérdidas esperadas.

32. Inventarios – 3.109 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Materias primas, material fungible y de consumo:				
- combustibles	1.023	595	428	71,9%
- materiales, aparatos y otras existencias	1.793	1.542	251	16,3%
Total	**2.816**	**2.137**	**679**	**31,8%**
Certificados medioambientales:				
- CO_2 emisiones contaminantes	139	159	(20)	-12,6%
- certificados verdes	3	5	(2)	-40,0%
- certificados de eficiencia energética	16	7	9	-
Total	**158**	**171**	**(13)**	**-7,6%**
Inmuebles destinados a la venta	49	52	(3)	-5,8%
Avances	86	41	45	-
TOTAL	**3.109**	**2.401**	**708**	**29,5%**

Los inventarios de materias primas, material fungible y de consumo consisten en materiales y equipos destinados a la explotación, el mantenimiento y la construcción de las instalaciones de generación y las redes de distribución, así como existencias de combustibles para satisfacer las necesidades de las sociedades de actividad productiva y comercial.

A lo largo del ejercicio, el aumento total de los inventarios, por 708 millones de euros, se debe principalmente a las mayores existencias de combustibles y materiales, aparatos y otras existencias registradas, sobre todo, en Italia (358 millones de euros), España (195 millones de euros) y América Latina (89 millones de euros), en particular en lo que respecta a las existencias de gas destinadas a satisfacer las necesidades del Grupo y a las mayores existencias de materiales de baja y media tensión.

33. Deudores comerciales – 16.076 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Clientes:				
- venta y transporte de energía eléctrica	10.111	7.986	2.125	26,6%
- distribución y venta de gas	2.658	900	1.758	-
- otros activos	3.158	2.945	213	7,2%
Total créditos a terceros	**15.927**	**11.831**	**4.096**	**34,6%**
Créditos comerciales con sociedades asociadas y de operación conjunta	149	215	(66)	-30,7%
TOTAL	**16.076**	**12.046**	**4.030**	**33,5%**

Los créditos con los clientes se registran al neto del fondo de amortización correspondiente, que asciende a 3.663 millones de euros al final del ejercicio, frente a un saldo de 3.287 millones de euros al final del ejercicio anterior.
En concreto, el aumento del ejercicio, con un valor de 4.030 millones de euros, se registra principalmente en Italia (1.495 millones de euros), España (1.625 millones de euros) y América Latina (728 millones de euros) y se debe a los mayores créditos por venta y transporte de electricidad y gas reconocidos durante el ejercicio, parcialmente compensados por un aumento de las provisiones al neto de las liberaciones del fondo de amortización.
Para más detalle sobre deudores comerciales, véase la nota 46 sobre "Instrumentos financieros por catergoría".

34. Efectivo y equivalentes al efectivo – 8.858 millones de euros

El efectivo y equivalentes al efectivo, detallado en el siguiente cuadro, aumentó en 2.952 millones de euros debido a las mayores garantías en efectivo pagadas por las contrapartes para las operaciones de derivados, parcialmente compensadas por la disminución registrada principalmente en la Sociedad Matriz debido a las salidas de efectivo asociadas a la adquisición de cuotas participativas adicionales en filiales de América Latina.

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Depósitos bancarios y postales	8.118	5.699	2.419	42,4%
Valores al cobro	8	42	(34)	-81,0%
Otras inversiones de liquidez	732	165	567	-
Total	**8.858**	**5.906**	**2.952**	**50,0%**

35. Activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta – 1.242 millones de euros y 962 millones de euros

Los cambios en los activos mantenidos para la venta en el ejercicio de 2021 se detallan a continuación.

Millones de euros

	a 31.12.2020	Reclasificación desde/hacia activos corrientes y no corrientes	Desinversiones y cambios en el ámbito de consolidación	Inversiones	Otros movimientos	a 31.12.2021
Propiedades, planta y equipo	781	3	(42)	111	46	899
Activos intangibles	58	88	(2)	-	-	144
Fondo de comercio	-	1	-	-	-	1
Activos por impuestos diferidos	18	3	-	-	(5)	16
Inversiones valoradas con el método de la participación	489	4	(614)	-	125	4
Activos financieros no corrientes	11	30	-	-	(1)	40
Efectivo y equivalentes al efectivo	29	13	(1)	-	3	44
Inventarios, deudores comerciales y otros activos corrientes	30	45	(4)	-	23	94
Total	**1.416**	**187**	**(663)**	**111**	**191**	**1.242**

En cambio, los pasivos cambian en el ejercicio de 2021 de la siguiente manera:

Millones de euros

	a 31.12.2020	Reclasificación desde/hacia pasivos corrientes y no corrientes	Desinversiones y cambios en el ámbito de consolidación	Otros movimientos	a 31.12.2021
Financiaciones a largo plazo	687	-	-	95	782
Provisiones para riesgos y gastos cuota no corriente	2	6	(1)	3	10
Pasivos por impuestos diferidos	17	28	(1)	2	46
Pasivos financieros no corrientes	57	-	-	(17)	40
Otros pasivos no corrientes	-	5	-	-	5
Financiaciones a corto plazo	-	2	-	-	2
Otros pasivos financieros corrientes	12	-	-	(6)	6
Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes	33	54	(1)	(15)	71
Total	**808**	**95**	**(3)**	**62**	**962**

Los activos y los pasivos mantenidos para la venta a fecha de 31 de diciembre de 2021 ascienden a 1.242 millones de euros y 962 millones de euros, respectivamente, y corresponden, principalmente, a determinadas sociedades de energías renovables destinadas a la venta en África y a determinadas empresas de Enel X en Italia, que, tras las decisiones adoptadas por la dirección, cumplen los requisitos de la NIIF 5 para su clasificación en estas partidas.

A lo largo de 2021, se llevaron a cabo una serie de cesiones anteriores clasificadas como disponibles para la venta. En particular, se llevó a cabo la cesión de la participación de Enel SpA en Open Fiber, de las sociedades de Enel Green Power en Bulgaria y de la instalación solar de la empresa panameña Llano Sánchez Solar Power One SA.

Por último, cabe señalar que al 31 de diciembre 2020 la partida incluía la rama de actividad de Enel Produzione consistente en el emplazamiento "Ettore Majorana" en Termini Imerese (4 millones de euros), que al 31 de diciembre 2021 volvió a clasificarse en la partida "Propiedades, planta y equipo" al haberse rescindido el acuerdo preliminar de venta.

36. Patrimonio neto total – 42.342 millones de euros

36.1 Patrimonio neto del Grupo – 29.653 millones de euros

Millones de euros	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020
Capital social	**10.167**	**10.167**	**-**
Reserva de acciones propias	**(36)**	**(3)**	**(33)**
Otras reservas	**1.721**	**(39)**	**1.760**
Reserva de prima de emisión de acciones	7.496	7.476	20
Reserva para instrumentos de capital - obligaciones híbridas perpetuas	5.567	2.386	3.181
Reserva legal	2.034	2.034	-
Otras reservas	2.313	2.268	45
Reserva de conversión de moneda extranjera	(8.125)	(7.046)	(1.079)
Reservas de valoración de coberturas de flujos de efectivo	(2.268)	(1.917)	(351)
Reservas de valoración de instrumentos financieros costes de cobertura	(39)	(242)	203
Reservas de valoración de instrumentos financieros FVOCI	10	(1)	11
Reservas de inversiones valoradas con el método de la participación	(721)	(128)	(593)
Revalorización de los pasivos/(activos) netos para planes de prestaciones definidas	(1.325)	(1.196)	(129)
Reserva para cesiones de acciones sin pérdida de control	(2.378)	(2.381)	3
Reserva de adquisición de participaciones no mayoritarias	(843)	(1.292)	449
Pérdidas y ganancias acumuladas	**17.801**	**18.200**	**(399)**
Patrimonio neto del Grupo	**29.653**	**28.325**	**1.328**

Capital social – 10.167 millones de euros

A fecha de 31 de diciembre de 2021, el capital social de Enel SpA, íntegramente suscrito y desembolsado, asciende a 10.166.679.946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal cada una. Por lo tanto, el importe indicado del capital de Enel SpA no varía con respecto al importe registrado a fecha de 31 de diciembre de 2020.

A 31 de diciembre de 2021, según los resultados del Registro de Accionistas, y teniendo en cuenta los comunicados enviados a la CONSOB y recibidas por la Sociedad de conformidad con el artículo 120 del Decreto Legislativo n.° 58 de 24 de febrero de 1998, así como otra información disponible, los accionistas que poseen más del 3% del capital social de la Sociedad son el Ministerio de Economía y Finanzas de Italia (con el 23,585% del capital social), BlackRock Inc. (con el 5,000% del capital social, que se mantiene en la gestión de activos) y Capital Research and Management Company (con el 5,000% del capital social, que se mantiene en la gestión de activos).

Reserva de acciones propias – (36) millones de euros

A fecha de 31 de diciembre de 2021, las acciones propias están representadas por 4.889.152 acciones ordinarias de Enel SpA con un valor nominal de 1 euro (3.269.152 a 31 de diciembre de 2020), adquiridas a través de un intermediario autorizado por un valor total de 36 millones de euros.

La diferencia entre el importe de la contrapartida pagada y el valor nominal se contabiliza como reducción del patrimonio neto, en la reserva de primas de emisión.

Otras reservas – 1.721 millones de euros

Reserva de prima de emisión de acciones – 7.496 millones de euros

La reserva de prima de emisión, de conformidad con el artículo 2431 del Código Civil italiano, incluye, en caso de emisión de acciones por encima de la par, el exceso del precio de emisión de las acciones sobre su valor nominal, incluidas las derivadas de la conversión de obligaciones. Esta reserva, que tiene carácter de reserva de capital, no puede distribuirse hasta que la reserva legal haya alcanzado el límite establecido por el artículo 2430 del Código Civil italiano.

Reserva para instrumentos de capital - obligaciones híbridas perpetuas – 5.567 millones de euros

Esta reserva incluye el valor nominal, neto de costes de transacción, de los empréstitos de obligaciones no convertibles, subordinados, híbridos, perpetuos, denominados en euros y destinados a inversores institucionales.

La variación durante el ejercicio está relacionada con la suscripción de un nuevo empréstito de obligaciones no convertible, subordinado, híbrido, por un valor total neto

de costes de transacción de 2.214 millones de euros y la conversión de empréstitos de obligaciones ya suscritos y convertidos en obligaciones híbridas, perpetuas, netas de costes de transacción, por 967 millones de euros.
A lo largo de 2021, el Grupo pagó cupones a los titulares de obligaciones híbridas perpetuas por valor de 71 millones de euros.

Reserva legal – 2.034 millones de euros

La reserva legal representa la parte de los beneficios que, según lo dispuesto en el artículo 2430 del Código Civil italiano, no pueden distribuirse como dividendos.

Otras reservas – 2.313 millones de euros

Esta partida incluye 2.215 millones de euros correspondientes a la parte residual de las pérdidas de valor reconocidas en la transformación de Enel de entidad pública a sociedad anónima.
En caso de distribución, los importes correspondientes no constituyen una distribución de beneficios de acuerdo con el artículo 47 del TUIR de Italia.

Reserva de conversión de moneda extranjera – (8.125) millones de euros

La variación negativa del ejercicio, que asciende a 1.079 millones de euros, se debe principalmente a los efectos de la modificación del ámbito de consolidación relativa a la adquisición del 17,3% de Enel Américas, parcialmente compensada por la depreciación neta de las monedas funcionales utilizadas por las filiales extranjeras en relación con la moneda de presentación del Grupo (euro).

Reservas de valoración de instrumentos financieros de cobertura de flujos de efectivo – (2.268) millones de euros

Esta partida incluye los gastos netos reconocidos directamente en el patrimonio neto como resultado de las valoraciones de los derivados de cobertura (coberturas de flujos de efectivo).

Reservas de valoración de instrumentos financieros costes de cobertura – (39) millones de euros

Estas reservas incluyen, en aplicación de la NIIF 9, la variación del valor razonable de los puntos básicos de divisas y los puntos a plazo.

Reservas de valoración de instrumentos financieros FVOCI – 10 millones de euros

Incluyen los gastos netos no realizados relacionados con las mediciones a valor razonable de los activos financieros.

Reserva de inversiones valoradas con el método de la participación – (721) millones de euros

Esta reserva incluye la parte del resultado total que debe reconocerse directamente en el patrimonio neto en relación con las empresas valoradas por el método de la participación. La variación de 2021 se debe, principalmente, a la variación de la reserva de valoración de los instrumentos de cobertura de flujos de efectivo de Slovak Power Holding como consecuencia de la fuerte subida de los precios de las materias primas.

Revalorización de los pasivos/(activos) netos para planes de prestaciones definidas – (1.325) millones de euros

Esta reserva incluye el reconocimiento de las pérdidas y ganancias actuariales contra el pasivo de las prestaciones a los empleados, al neto del efecto fiscal correspondiente.

Reserva para cesiones de cuotas accionarias sin pérdida de control – (2.378) millones de euros

Esta reserva incluye, principalmente:

- la plusvalía realizada a raíz de la Oferta Pública de Venta de acciones de Enel Green Power, al neto de los gastos relacionados con dicha cesión y del efecto fiscal correspondiente;
- la cesión de las participaciones minoritarias adquiridas a raíz de la ampliación de capital de Enersis (ahora Enel Américas y Enel Chile);
- la minusvalía neta de los gastos relacionados con dicha cesión y el efecto fiscal correspondiente, registrada como consecuencia de la venta del 21,92% de Endesa a través de la Oferta Pública de Venta;
- la cesión de participaciones minoritarias a terceros de Enel Green Power North America Renewables Energy Partners;
- los efectos de la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enel Américas;
- la cesión de participaciones minoritarias a terceros sin perder el control de determinadas sociedades de Sudáfrica.

El cambio a lo largo de 2021 está relacionado con la cesión de otra cuota de algunas sociedades de Sudáfrica.

Reserva de adquisición de participaciones no mayoritarias – (843) millones de euros

Esta reserva incluye, principalmente, el exceso de los precios de adquisición sobre patrimonio neto adquirido tras la compra a terceros de intereses adicionales en sociedades que ya contaban con operaciones en América Latina.
La variación del período, que asciende a 449 millones de euros, se refiere principalmente a los efectos del aumento de la participación del 17,3% en Enel Américas tras la finalización de la oferta pública de adquisición parcial voluntaria y la mejora de la fusión de EGP Américas en Enel Américas. Tras estas operaciones, Enel posee aproximadamente el 82,3% del capital social actualmente en circulación de Enel Américas.

Pérdidas y ganancias acumuladas – 17.801 millones de euros

Esta reserva incluye las pérdidas de ejercicios anteriores que no se distribuyeron ni asignaron a otras reservas.

La siguiente tabla muestra los cambios de las pérdidas y ganancias reconocidos en otros resultados integrales, inclusive los intereses minoritarios, y el correspondiente efecto fiscal para cada partida.

Millones de euros

	a 31.12.2020			Variaciones						a 31.12.2021		
	Total	*En donde el Grupo*	*En donde los terceros*	Ganancias/ (Pérdidas) reconocidas en el patrimonio neto del ejercicio	Liberación en el estado del resultado	Impuestos	Total	*En donde el Grupo*	*En donde los terceros*	Total	*En donde el Grupo*	*En donde los terceros*
Reserva de conversión de moneda extranjera	**(11.700)**	*(6.458)*	*(5.242)*	(90)	-	-	**(90)**	*155*	*(245)*	**(11.790)**	*(6.303)*	*(5.487)*
Reserva de valoración de instrumentos financieros de cobertura de flujos de efectivo	**(2.236)**	*(1.921)*	*(315)*	506	(1.805)	574	**(725)**	*(359)*	*(366)*	**(2.961)**	*(2.280)*	*(681)*
Reservas de valoración de instrumentos financieros costes de cobertura	**(244)**	*(242)*	*(2)*	208	(7)	(6)	**195**	*203*	*(8)*	**(49)**	*(39)*	*(10)*
Reserva de valoración de activos financieros FVOCI	**-**	*1*	*(1)*	11	-	-	**11**	*11*	-	**11**	*12*	*(1)*
Cuota OCI de las sociedades asociadas valoradas en acciones	**(175)**	*(177)*	*2*	(642)	-	(3)	**(645)**	*(648)*	*3*	**(820)**	*(825)*	*5*
Reservas de valoración de participaciones en otras sociedades	**(32)**	*(32)*	-	-	-	-	**-**	-	-	**(32)**	*(32)*	-
Revalorización de los pasivos/(activos) netos para planes de prestaciones definidas	**(1.828)**	*(1.276)*	*(552)*	40	-	(10)	**30**	*11*	*19*	**(1.798)**	*(1.265)*	*(533)*
Total ganancias/ (pérdidas) registradas en el patrimonio neto	**(16.215)**	***(10.105)***	***(6.110)***	**33**	**(1.812)**	**555**	**(1.224)**	***(627)***	***(597)***	**(17.439)**	***(10.732)***	***(6.707)***

36.2 Dividendos

	Importes distribuidos (millones de euros)	Dividendo por acción (euros)
Dividendos distribuidos en 2020		
Dividendos relativos al 2019	3.334	0,328
Anticipo en el dividendo de 2020[1]	-	-
Dividendos extraordinarios	-	-
Total dividendos distribuidos en 2020	**3.334**	**0,328**
Dividendos distribuidos en 2021		
Dividendos relativos al 2020	3.638	0,358
Anticipo en el dividendo de 2021[2]	-	-
Dividendos extraordinarios	-	-
Total dividendos distribuidos en 2021	**3.638**	**0,358**

(1) Aprobado por el Consejo de Administración el 5 de noviembre de 2020 y pagadero a partir del 20 de enero de 2021 (anticipo del dividendo por acción de 0,175 euros por un total de 1.779 millones de euros).
(2) Aprobado por el Consejo de Administración el 4 de noviembre de 2021 y pagadero a partir del 26 de enero de 2022 (anticipo del dividendo por acción de 0,19 euros por un total de 1.932 millones de euros).

El dividendo del ejercicio de 2021, de 0,38 euros por acción, por un importe total de 3.863 millones de euros (de los cuales 0,19 euros por acción, por un total de 1.932 millones de euros ya pagados como dividendo a cuenta al 26 de enero de 2022) ha sido deliberado por la Junta General de Accionistas de Enel SpA del 19 de mayo de 2022 convocada en única convocatoria.
El presente balance no tiene en cuenta los efectos de la distribución del dividendo de 2021 entre los socios, excepto el importe debido a los accionistas por el dividendo a cuenta de 2021, aprobado por el Consejo de Administración el 4 de noviembre de 2021, por un importe máximo potencial de 1.932 millones de euros, y pagado a partir del 26 de enero de 2022 al neto de la parte debida a las 4.889.152 acciones propias en cartera en la fecha de registro del 25 de enero de 2021.

A lo largo de 2021, el Grupo también pagó 71 millones de euros en cupones a los titulares de obligaciones híbridas perpetuas.

Gestión del capital
Los objetivos identificados por el Grupo en la gestión del capital son salvaguardar la continuidad empresarial, crear valor para las partes interesadas y apoyar el desarrollo del Grupo. En particular, el Grupo persigue el mantenimiento de un nivel de capitalización adecuado que le permita alcanzar una rentabilidad económica satisfactoria para los accionistas y garantizar el acceso a fuentes de financiación externas, también mediante la consecución de una calificación adecuada.
En este contexto, el Grupo gestiona su estructura de capital y la ajusta cuando los cambios en las condiciones económicas lo requieren. No hubo cambios sustanciales en los objetivos, políticas o procesos a lo largo de 2021.
Para ello, el Grupo lleva un seguimiento constante de la evolución del nivel de endeudamiento en relación con el patrimonio neto, cuya situación a fecha de 31 de diciembre de 2021 y 2020 se resume en el siguiente cuadro.

Millones de euros			
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021-2020**
Posición financiera no corriente	54.620	49.519	5.101
Posición financiera neta corriente	24	(1.359)	1.383
Créditos financieros no corrientes y títulos a largo plazo	(2.692)	(2.745)	53
Endeudamiento financiero neto	**51.952**	**45.415**	**6.537**
Patrimonio neto del Grupo	29.653	28.325	1.328
Participaciones de terceros	12.689	14.032	(1.343)
Patrimonio neto	**42.342**	**42.357**	**(15)**
Coeficiente de endeudamiento	**1,23**	**1,07**	**0,16**

El aumento del coeficiente de endeudamiento, que mide el apalancamiento financiero, es atribuible principalmente al incremento de dicho endeudamiento financiero neto debido a las necesidades generadas por las inversiones del período, el pago de dividendos y las operaciones extraordinarias sobre participaciones no mayoritarias para la adquisición de acciones adicionales de Enel Américas.

Véase la nota 45 para más detalles sobre la composición de la partida de la tabla.

36.3 Participaciones de terceros – 12.689 millones de euros

El siguiente cuadro muestra el desglose de las participaciones de terceros por área geográfica.

Millones de euros	**Patrimonio neto de terceros**		**Resultado del período de terceros**	
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021**	**2020**
Italia	1	2	-	-
Iberia	5.238	5.869	193	468
América Latina	6.511	7.206	467	477
Europa	635	638	5	55
América del Norte	151	160	6	6
África, Asia y Oceanía	153	157	(3)	6
Total	**12.689**	**14.032**	**668**	**1.012**

La disminución de la parte atribuible a las participaciones de terceros se debe, principalmente, a los dividendos y al aumento del porcentaje de propiedad en Enel Américas.

A continuación se presenta la información económica y financiera exigida por la NIIF 12 para las filiales con participaciones de terceros significativas.

Millones de euros	Activos no corrientes		Activos corrientes		Total activo	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Filiales						
Enel Américas	28.959	21.337	4.711	4.582	33.670	25.919
Enel Chile	9.887	9.295	(642)	170	9.245	9.465
Endesa	43.217	41.819	3.853	1.386	47.070	43.205

Millones de euros	Pasivos no corrientes		Pasivos corrientes		Total pasivo		Patrimonio neto		Patrimonio neto del Grupo		Patrimonio neto de terceros	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Filiales												
Enel Américas	11.320	8.827	6.073	5.495	17.393	14.322	16.277	11.597	11.556	6.643	4.721	4.954
Enel Chile	3.356	3.027	1.178	1.066	4.534	4.093	4.711	5.372	2.921	3.326	1.790	2.046
Endesa	15.196	12.869	11.449	7.101	26.645	19.970	20.425	23.235	15.187	17.366	5.238	5.869

Millones de euros	Ingresos totales[1]		Resultado antes de impuestos		Resultado neto de las operaciones continuadas		Resultado neto del Grupo		Resultado neto de terceros	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Filiales										
Enel Américas[2]	13.581	10.437	1.516	1.187	757	738	337	274	420	464
Enel Chile	3.114	2.816	128	(133)	104	(40)	57	(25)	47	(15)
Endesa	20.217	16.614	769	1.965	589	1.551	396	1.082	193	469

(1) Para que la comparación de los datos sea homogénea, se ha reexpresado el importe de los ingresos de 2020, excluyendo la parte de los ingresos procedentes de los contratos de materias primas, de forma similar a como se presentan los ingresos en las Notas explicativas.

(2) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

37. Préstamos a largo y corto plazo

Millones de euros	No corriente		Corriente	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Préstamos a largo plazo	54.500	49.519	4.031	3.168
Préstamos a corto plazo	-	-	13.306	6.345
Total	**54.500**	**49.519**	**17.337**	**9.513**

Para más detalles sobre financiación, véase la nota 46.2 sobre "Pasivos financieros por categoría".

38. Beneficios a los empleados – 2.724 millones de euros

El Grupo reconoce diversas formas de beneficiar a sus empleados, entre las que se encuentran las indemnizaciones por fin del contrato laboral, las mensualidades adicionales por alcanzar la edad de jubilación o acumular el derecho a una pensión de jubilación, las primas de fidelidad por alcanzar una determinada antigüedad en la empresa, las pensiones complementarias y la asistencia sanitaria, los descuentos en el precio de la electricidad consumida para fines domésticos y otras prestaciones similares. Específicamente:

- la partida "Beneficios pensionables" incluye, en el caso de Italia, las provisiones estimadas para cubrir las prestaciones relacionadas con la pensión complementaria de los directivos jubilados y las indemnizaciones debidas a los empleados, por ley o por contrato, al finalizar la relación laboral. En lo que respecta a las sociedades extranjeras, esta partida se refiere a las prestaciones a pagar tras el cese de la relación laboral, entre las que destacan los planes de pensiones de Endesa, en España, que se dividen en tres tipos diferentes en función de la antigüedad y del origen del empleado. En general, tras el acuerdo marco del 25 de octubre de 2000, los empleados participan en un plan específico de contribución definida para las prestaciones de jubilación y en un plan de prestación definida para la invalidez y el fallecimiento de los empleados actuales, para los que existen una serie de pólizas de seguro para cada caso. Además, existen dos planes diferentes con un número limitado de trabajadores (i) para los empleados de Endesa, en activo o no, a los que se les aplicaba el convenio colectivo de trabajadores del sector eléctrico antes de modificaciones del citado acuerdo marco y (ii) para los empleados de las sociedades catalanas constituidas en el pasado (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Ambos planes son de prestación definida y las prestaciones previstas están totalmente aseguradas, salvo en el caso del primero para las prestaciones por fallecimiento del personal ya jubilado. Por último, hay una serie de planes de pensiones de prestación definida en vigor en las empresas que operan en Brasil;
- la partida "Descuento en energía" incluye las prestaciones relacionadas con el suministro de electricidad, en particular a las sociedades extranjeras;
- la partida "Planes sanitarios" incluye las prestaciones garantizadas a los empleados o antiguos empleados por los gastos médicos en los que han incurrido;
- la partida "Otros beneficios" incluye, principalmente, las primas de fidelidad extendidas en varios países y que, por lo que respecta a Italia, se refieren a la estimación de los costes para cubrir la prestación que se paga a los empleados cubiertos por el convenio colectivo nacional de la energía eléctrica al alcanzar determinados requisitos de antigüedad (25 y 35 años de servicio), así como otros planes de incentivos que prevén la asignación a determinados directivos de la empresa del derecho a un contravalor monetario, en concepto de prima, al verificarse determinadas condiciones.

El siguiente cuadro muestra la evolución del pasivo por prestaciones definidas tras el cese de la relación laboral y por otros beneficios a largo plazo a fecha de 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, respectivamente, y la conciliación de este pasivo con el pasivo actuarial.

Millones de euros	2021					2020				
	Beneficios pensionables	Descuento en energía	Planes sanitarios	Otros beneficios	Total	Beneficios pensionables	Descuento en energía	Planes sanitarios	Otros beneficios	Total
VARIACIONES EN EL PASIVO ACTUARIAL										
Pasivo actuarial al inicio del ejercicio	**4.408**	**403**	**217**	**222**	**5.250**	**5.691**	**904**	**263**	**242**	**7.100**
Coste normal	17	2	4	28	51	18	3	4	38	63
Gastos financieros	214	3	7	3	227	249	5	7	4	265
(Ganancias)/Pérdidas por cambios en las hipótesis demográficas	192	–	(6)	–	186	45	12	6	1	64
(Ganancias)/Pérdidas por cambios en las hipótesis financieras	(664)	(14)	6	(1)	(673)	105	19	(2)	2	124
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de la experiencia	452	31	(9)	–	474	466	(21)	(7)	(8)	430
Coste relativo a antiguas prestaciones laborales	(17)	–	–	(3)	(20)	(24)	(504)	(13)	(1)	(542)
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de liquidaciones	(4)	–	–	–	(4)	(584)	–	–	–	(584)
(Ganancias)/Pérdidas por cambio de divisas	14	(1)	(1)	–	12	(1.206)	(1)	(30)	(7)	(1.244)
Contribuciones a cargo de la empresa	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Contribuciones pagadas por el empleado	–	–	–	–	–	1	–	–	–	1
Erogaciones	(379)	(15)	(12)	(58)	(464)	(358)	(16)	(11)	(48)	(433)
Otros movimientos	7	1	–	(1)	7	5	2	–	(1)	6
Pasivos clasificados para la venta	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Pasivo actuarial al final del ejercicio (A)	**4.240**	**410**	**206**	**190**	**5.046**	**4.408**	**403**	**217**	**222**	**5.250**
VARIACIONES EN LA ACTIVIDAD AL SERVICIO DE LOS PLANES										
Valor razonable de los activos del plan al principio del ejercicio	**2.299**	**–**	**–**	**–**	**2.299**	**3.374**	**–**	**–**	**–**	**3.374**
Ingresos financieros	121	–	–	–	121	160	–	–	–	160
Rendimiento esperado de los activos del plan, excluyendo lo que se registra en los ingresos financieros	38	–	–	–	38	85	–	–	–	85
(Ganancias)/Pérdidas por cambio de divisas	17	–	–	–	17	(782)	–	–	–	(782)
Contribuciones a cargo de la empresa	252	15	12	28	307	342	16	11	21	390
Contribuciones pagadas por el empleado	–	–	–	–	–	1	–	–	–	1
Erogaciones	(379)	(15)	(12)	(28)	(434)	(358)	(16)	(11)	(21)	(406)
Otros pagos	–	–	–	–	–	(523)	–	–	–	(523)
Cambios en el ámbito de consolidación	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Valor razonable de los activos del plan al final del ejercicio (B)	**2.348**	**–**	**–**	**–**	**2.348**	**2.299**	**–**	**–**	**–**	**2.299**
EFECTO DEL TECHO DE ACTIVOS										
Techo de activos al inicio del ejercicio	**13**	**–**	**–**	**–**	**13**	**45**	**–**	**–**	**–**	**45**
Ingresos financieros	1	–	–	–	1	3	–	–	–	3
Cambios en el techo de activos	12	–	–	–	12	(24)	–	–	–	(24)
(Ganancias)/Pérdidas por cambio de divisas	–	–	–	–	–	(11)	–	–	–	(11)
Cambios en el ámbito de consolidación	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Techo de activos al final del ejercicio (C)	**26**	**–**	**–**	**–**	**26**	**13**	**–**	**–**	**–**	**13**
Pasivos registrados en el balance (A-B+C)	**1.918**	**410**	**206**	**190**	**2.724**	**2.122**	**403**	**217**	**222**	**2.964**

Millones de euros		
	2021	**2020**
(Ganancias)/Pérdidas en el estado del resultado		
Coste normal y coste relativo a antiguas prestaciones laborales	9	(509)
Gastos financieros netos	107	108
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de liquidaciones	(4)	(61)
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de otros beneficios a largo plazo	22	31
Otros movimientos	1	(9)
Total	**135**	**(440)**

Millones de euros		
	2021	**2020**
Variaciones en las (ganancias)/pérdidas en OCI		
Rendimiento esperado de los activos del plan, excluyendo lo que se registra en los ingresos financieros	(38)	(85)
(Ganancias)/Pérdidas en planes de beneficios definidos	(13)	626
Variaciones en el techo de activos, excluyendo lo que se registra en los ingresos financieros	12	(24)
Otros movimientos	(1)	(1)
Total	**(40)**	**516**

La variación de costes reconocida en el estado del resultado asciende a 575 millones de euros. Por tanto, el impacto en el estado del resultado se ha incrementado respecto al ejercicio anterior, debido principalmente a la firma, en 2020, del "V Acuerdo Marco Laboral de Endesa", que ha supuesto una modificación de la prestación de descuento energético para empleados y extrabajadores con la consiguiente restitución de la provisión.

El pasivo reconocido en el balance al final del ejercicio se muestra neto del valor razonable de los activos del plan, con un valor de 2.348 millones de euros a 31 de diciembre de 2021. La composición de estas actividades, totalmente concentradas en España y Brasil, puede resumirse como sigue.

	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**
Inversiones cotizadas en mercados activos		
Acciones	8%	7%
Títulos a interés fijo	54%	63%
Propiedades de inversión	3%	2%
Otros	-	-
Inversiones no cotizadas		
Activos en manos de empresas de seguros	-	-
Otros	35%	28%
Total	**100%**	**100%**

Las principales hipótesis en la estimación actuarial de los pasivos por prestaciones a los empleados y los activos del plan, determinadas en línea con el ejercicio anterior, se muestran en la siguiente tabla.

	Italia	**Iberia**	**América Latina**	**Otros países**	**Italia**	**Iberia**	**América Latina**	**Otros países**
	2021				**2020**			
Tasa de actualización	0,00% -0,80%	0,00% -1,16%	5,60% -9,67%	0,80% -8,40%	0,00% -0,50%	0,00% -0,61%	2,55% -7,95%	0,75% -6,30%
Tasa de inflación	1,50%	2,20%	3,00% -8,00%	1,50% -4,01%	0,50%	1,00%	3,00% -4,85%	0,75% -3,83%
Tasa de aumento de las retribuciones	0,80% -1,80%	2,20%	3,80% -8,00%	2,50% -10,00%	0,50% -2,50%	1,00%	3,80% -5,04%	2,25% -3,83%
Tasa de aumento del coste sanitario	2,50%	4,40%	7,12% -8,00%	-	1,50%	3,20%	7,12% -8,00%	-
Tasa de rendimiento esperada de los activos del plan	-	0,57%	9,30% -9,46%	-	-	0,57%	6,08% -7,33%	-

A continuación se presenta un análisis de sensibilidad que muestra los efectos sobre el pasivo actuarial de prestaciones definidas de los cambios, razonablemente posibles al final del período de referencia, en cada una de las hipótesis actuariales importantes utilizadas en la estimación de dicho pasivo.

	Beneficios pensionables	Descuento en energía	Planes sanitarios	Otros beneficios	Beneficios pensionables	Descuento en energía	Planes sanitarios	Otros beneficios
	a 31.12.2021				a 31.12.2020			
Disminución de un 0,5% en la tasa de actualización	225	27	11	-	239	30	11	(1)
Aumento de un 0,5% en la tasa de actualización	(184)	(30)	(14)	(10)	(190)	(30)	(15)	(11)
Aumento de un 0,5% en la tasa de inflación	2	(4)	(2)	(6)	(1)	(5)	(3)	(7)
Disminución de un 0,5% en la tasa de inflación	28	(2)	9	(2)	33	2	7	(4)
Aumento de un 0,5% en las retribuciones	14	(3)	(2)	-	14	(2)	(3)	(3)
Aumento de un 0,5% en las pensiones en curso de pago	14	(3)	(2)	(5)	15	(2)	(3)	(6)
Aumento de un 1% en los costes de asistencia sanitaria	-	-	20	1	-	-	(2)	-
Aumento de un año en la esperanza de vida de los empleados actuales y jubilados	98	(3)	14	(5)	27	(11)	2	(34)

El análisis de sensibilidad arriba indicado se determinó aplicando una metodología que extrapola el efecto sobre el pasivo actuarial por prestaciones definidas como resultado de un cambio razonable en una hipótesis, dejando las demás sin modificar.

El importe de las contribuciones que se espera pagar en relación con los planes de prestaciones definidas en el año siguiente asciende a 196 millones de euros.

A continuación se presentan los pagos de prestaciones previstos en los próximos ejercicios para los planes de prestaciones definidas.

Millones de euros		
	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Dentro de 1 año	392	366
Entre 1 y 2 años	364	337
Entre 2 y 5 años	1.077	971
Más de 5 años	1.714	1.534

Hubo un aumento general de los pagos previstos. Este aumento se debió principalmente a Brasil, donde las previsiones futuras se vieron influidas por un cambio, en aumento, en la tabla de esperanza de vida y en una tasa de inflación estimada que registra un aumento significativo. El importe de los pagos futuros que figuran en el cuadro, al no estar sujetos a actualización, se ve afectado de forma significativa por este aumento. Por último, cabe señalar que la deuda no experimenta un aumento similar, ya que los efectos inflacionistas son reabsorbidos por los efectos de la actualización.

IBS

39. Provisiones para riesgos y gastos no corriente y corriente – 8.323 millones de euros

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	No corriente	Corriente	Total	No corriente	Corriente	Total
Provisión para litigios, riesgos y otros gastos:						
- desmantelamiento nuclear	666	-	666	596	-	596
- desmantelamiento, retirada y saneamiento del lugar	3.066	203	3.269	2.017	99	2.116
- litigios	790	44	834	734	86	820
- gastos para certificados medioambientales	-	32	32	-	42	42
- gastos en impuestos y tasas	267	28	295	288	43	331
- otras	821	347	1.168	757	343	1.100
Total	**5.610**	**654**	**6.264**	**4.392**	**613**	**5.005**
Provisión para indemnizaciones por despido y otros planes de reestructuración	435	293	728	623	444	1.067
Provisión para programas de reestructuración relacionados con la transición energética	1.152	179	1.331	759	-	759
TOTAL	**7.197**	**1.126**	**8.323**	**5.774**	**1.057**	**6.831**

Millones de euros	a 31.12.2020	Provisiones	Liberaciones	Usos	Actualización	Provisiones para fondos de desmantelamiento y rehabilitación	Cambio en el ámbito de consolidación	Diferencias en los tipos de cambio	Otros movimientos	Reclasificación "Pasivos mantenidos para la venta"	a 31.12.2021
Provisión para litigios, riesgos y otros gastos:											
- desmantelamiento nuclear	596	-	-	-	1	69	-	-	-	-	666
- desmantelamiento, retirada y saneamiento del lugar	2.116	455	(13)	(87)	3	799	8	(14)	2	-	3.269
- litigios	820	213	(113)	(124)	44	-	-	(3)	(3)	-	834
- gastos para certificados medioambientales	42	15	(4)	(21)	-	-	-	-	-	-	32
- gastos en impuestos y tasas	331	64	(41)	(21)	6	-	-	-	(44)	-	295
- otras	1.100	338	(95)	(162)	14	(7)	-	(3)	(11)	(6)	1.168
Total	**5.005**	**1.085**	**(266)**	**(415)**	**68**	**861**	**8**	**(20)**	**(56)**	**(6)**	**6.264**
Provisión para indemnizaciones por despido y otros planes de reestructuración	1.067	16	(15)	(361)	-	-	-	-	21	-	728
Provisión para programas de reestructuración relacionados con la transición energética	759	687	(18)	(95)	16	-	-	(1)	(17)	-	1.331
TOTAL	**6.831**	**1.788**	**(299)**	**(871)**	**84**	**861**	**8**	**(21)**	**(52)**	**(6)**	**8.323**

Provisión para el desmantelamiento nuclear

A fecha de 31 de diciembre de 2021, la provisión solo incluye los gastos en los que se incurrirá cuando Enresa, la empresa pública española encargada de esta actividad según el Real Decreto 1349/2003 y la Ley 24/2005, decida desmantelar las centrales nucleares. La cuantificación de los gastos se basa en el Contrato Tipo entre Enresa y las sociedades eléctricas, aprobado por el Ministerio de Economía en septiembre de 2001, que regula el proceso de desmantelamiento y cierre de las centrales de generación nuclear. El horizonte temporal cubierto corresponde al período comprendido (tres años) entre la interrupción de la producción y el traspaso de la gestión de la central a Enresa (los denominados costes posoperativos) y tiene en cuenta, entre las distintas hipótesis utilizadas para estimar el importe, la cantidad de combustible nuclear no consumido prevista a la fecha de cierre de cada una de las centrales nucleares españolas, según los términos del contrato de concesión.

Provisión para el desmantelamiento y restauración de las instalaciones

La provisión para "desmantelamiento y restauración de instalaciones" incluye el valor actual del coste estimado del desmantelamiento y retirada de las instalaciones no nucleares cuando existen obligaciones legales o constructivas. La provisión es atribuible principalmente al Grupo Endesa y a Enel Produzione. En particular, la variación de la provisión en 2021 está relacionada principalmente con la revalorización de los futuros costes de desmantelamiento de algunas centrales en Iberia e Italia y con las mayores provisiones para costes de desmantelamiento como consecuencia de la decisión del Grupo de promover el cese de la producción de las centrales de carbón y reconvertir las centrales con fines de transición energética.

El siguiente cuadro resume el desglose de los pagos a la provisión de desmantelamiento y restauración a lo largo del tiempo.

Millones de euros

	Estratificación temporal de los pagos (valor nominal)	Valor actualizado
Dentro de 1 año	652	651
Más de un 1 y hasta 5 años	929	896
Más de 5 años	2.671	1.722
Total	**4.252**	**3.269**

Provisión para litigios

La provisión para "litigios" está destinada a cubrir las responsabilidades que puedan surgir de los litigios y otras disputas. Incluye una estimación de la carga de los litigios surgidos durante el año, así como una actualización de las estimaciones de las posiciones surgidas en años anteriores, basada en las aportaciones de los abogados internos y externos. El saldo de los litigios es atribuible, principalmente, a las sociedades de España (181 millones de euros), Italia (133 millones de euros) y América Latina (497 millones de euros). El aumento de la provisión, en comparación con el ejercicio anterior, con un valor de 14 millones de euros, se debe principalmente a la evolución positiva de la provisión en Italia, Iberia y Brasil, en particular como resultado de las mayores provisiones realizadas para los nuevos litigios que han surgido, compensadas sin embargo por las mayores utilizaciones en Perú para la resolución de determinados litigios.

Provisión para certificados medioambientales

La provisión para "certificados medioambientales" incluye los cargos relacionados con el déficit de certificados medioambientales relacionados con el cumplimiento de obligaciones reglamentarias específicas, nacionales o supranacionales, en materia de protección del medio ambiente, y es atribuible principalmente a Enel Energia y Endesa Energía.

Provisión para gastos en impuestos y tasas

La provisión para "impuestos y tasas" incluye la estimación de los pasivos derivados de los litigios fiscales relativos a los impuestos directos e indirectos.
Cabe señalar que el saldo de la provisión incluye, entre otros, la provisión para los litigios existentes y potenciales relativos al Impuesto Municipal sobre la Propiedad ("ICI" por sus siglas en italiano) y al Impuesto Municipal Único ("IMU" por sus siglas en italiano). En Italia, el Grupo ha tenido en cuenta la evolución de la normativa catastral (que, a partir del 1 de enero de 2016, ha previsto la exclusión de la maquinaria, dispositivos, equipos y otras instalaciones funcionales al proceso productivo específico del cálculo de la renta atribuible a los inmuebles que figuran en el grupo catastral D, entre los que se encuentran las instalaciones de producción de electricidad), en la estimación de los pasivos reconocidos en el balance para este caso, tanto para cuantificar el riesgo probable sobre los litigios ya interpuestos, como para una evaluación razonable de los probables cargos futuros sobre las posiciones aún no sujetas a constatación por parte de la Agencia Tributaria y los ayuntamientos.

Otras provisiones para riesgos y gastos futuros

Las "otras" provisiones se refieren a riesgos y gastos de diversa índole, principalmente relacionados con litigios normativos, disputas con las autoridades locales por impuestos y tasas o cargos de naturaleza diversa.
La variación positiva, equivalente a 68 millones de euros, se debe principalmente a las provisiones para nuevas indemnizaciones de seguros y a Enel Global Trading por las provisiones realizadas por la sociedad ante un posible ajuste del precio contractual del gas al precio de mercado por parte del proveedor.

Provisión para indemnizaciones por despido y otros planes de reestructuración

La "Provisión para indemnizaciones por despido y otros planes de reestructuración" incluye los gastos estimados relacionados con las ofertas de despido anticipado consensuado derivadas de necesidades organizativas. La disminución del ejercicio, con una suma de 339 millones de euros, se debe principalmente a la utilización de los fondos de incentivos creados en ejercicios anteriores en España (Acuerdo de Salida Voluntaria) y en Italia para cubrir el cese anticipado de determinados empleados.

Provisión para programas de reestructuración relacionados con la transición energética

Enel, en su papel de líder de la transición energética, ha situado la descarbonización y el crecimiento de las energías renovables en todo el mundo en el centro de su estrategia.
En este contexto, Enel ha comenzado a reestructurar las actividades derivadas del proceso de transición energética de las instalaciones de generación a partir de fuentes térmicas en las localizaciones geográficas en las que opera el Grupo. La consiguiente revisión de los procesos y modelos operativos requiere cambios en las funciones y competencias de los empleados, que el Grupo pretende aplicar con planes muy sostenibles basados en programas de redistribución, importantes planes de mejora y reconversión profesional y la consecución de acuerdos individuales de jubilación anticipada voluntaria. La transición energética también se basa en un desarrollo progresivo y significativo de las herramientas digitales, ya que la digitalización es esencial para dar respuesta a las múltiples fuerzas externas y para tomar decisiones informadas y bien meditadas en todos los niveles organizativos del Grupo.
En este sentido, en 2020 se creó un fondo para programas de reestructuración, que a fecha de 31 de diciembre de 2021 asciende a 1.331 millones de euros, atribuibles principalmente a España e Italia, y que incluye los costes estimados en los que incurrirá el Grupo, tras la aceleración de la transición energética, para todas las actividades, directas e indirectas, relacionadas con la revisión de los procesos y modelos operativos, así como de las funciones y competencias de los empleados.

40. Otros pasivos financieros no corrientes – 120 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021-2020**	
Otros pasivos financieros no corrientes	120	-	120	-
Total	**120**	**-**	**120**	**-**

Los "Otros pasivos financieros no corrientes" incluyen la parte no corriente de las deudas relacionadas con el déficit del sistema eléctrico español de 120 millones de euros (0 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2020), que se incluyen en el endeudamiento financiero neto.

41. Otros pasivos no corrientes – 4.525 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021-2020**	
Devengos y gastos pasivos operativos	498	500	(2)	-0,4%
Otras partidas	4.027	2.958	1.069	36,1%
Total	**4.525**	**3.458**	**1.067**	**30,9%**

La variación de "Otras partidas" se ve afectada por el aumento de las deudas con participantes institucionales en el mercado, de 42 millones de euros, el aumento de los pasivos de Estados Unidos por *tax partnership* más allá de los 12 meses, de 156 millones de euros, y el aumento de las deudas relacionadas con el resultado del litigio PIS/COFINS en Brasil (ya detallado en "Otros activos no corrientes"), de 766 millones de euros.

42. Otros pasivos corrientes – 12.959 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Deudas diversas con clientes	1.950	1.481	469	31,7%
Deudas con operadores institucionales en el mercado	2.961	4.012	(1.051)	-26,2%
Deudas con el personal	471	438	33	7,5%
Deudas fiscales varias	1.274	886	388	43,8%
Deudas con la Seguridad Social	205	207	(2)	-1,0%
Contraprestación contingente	45	53	(8)	-15,1%
Deudas por opciones de venta concedidas a accionistas minoritarios	4	1	3	-
Devengos y gastos pasivos corrientes	395	346	49	14,2%
Deudas por dividendos	2.191	2.135	56	2,6%
Otras deudas	3.463	2.092	1.371	65,5%
Total	**12.959**	**11.651**	**1.308**	**11,2%**

Las "Deudas diversas con clientes" incluyen depósitos de seguridad por valor de 1.169 millones de euros (822 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2020), que corresponden, principalmente, a los importes recibidos de los clientes en España en virtud del contrato de suministro de energía y gas. En particular, los depósitos relacionados con la venta de electricidad, sobre cuyo uso no existen restricciones, tras la suscripción se clasifican como pasivos corrientes, ya que la sociedad no tiene un derecho incondicional a aplazar su reembolso más allá de 12 meses.

Las "Deudas con operadores institucionales en el mercado" incluyen cuentas a pagar relacionadas con la aplicación de los mecanismos de compensación en las compras de electricidad en el mercado eléctrico italiano por 1.976 millones de euros (2.444 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2020), en el mercado español por 938 millones de euros (1.538 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2020) y en el mercado sudamericano por 47 millones de euros (30 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2020).

El aumento de "Otras deudas" se debe principalmente a Italia, debido a los derivados de materias primas energéticas vencidos.

El aumento de "Deudas fiscales varias" se debe principalmente a Italia, tras el inicio de la liquidación del Grupo a efectos del IVA por parte de la Sociedad Matriz Enel SpA en 2021.

43. Acreedores comerciales – 16.959 millones de euros

Esta partida, que asciende a 16.959 millones de euros (12.859 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), incluye las deudas por el suministro de energía, combustible, materiales, equipos relacionados con los contratos y prestaciones diversas.

En concreto, las acreedores comerciales con vencimiento inferior a 12 meses ascienden a 16.865 millones de euros (12.282 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), mientras que las que vencen a más de 12 meses ascienden a 94 millones de euros (577 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

44. Otros pasivos financieros corrientes – 625 millones de euros

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Devengos y gastos financieros pasivos	539	535	4	0,7%
Otras partidas	86	87	(1)	-1,1%
Total	**625**	**622**	**3**	**0,5%**

Los otros pasivos financieros corrientes se ajustan en líneas generales con el 31 de diciembre de 2020.

Las otras partidas se refieren, principalmente, a las deudas por intereses devengados.

45. Posición financiera neta y créditos y títulos financieros a largo plazo – 51.952 millones de euros

El siguiente cuadro muestra la reconstrucción de la "Posición financiera neta y créditos y títulos financieros a largo plazo" a partir de las partidas del estado de situación financiera consolidado.

Millones de euros					
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Préstamos a largo plazo	37	54.500	49.519	4.981	10,1%
Otras deudas financieras no corrientes[(1)]	40	120	-	120	-
Préstamos a corto plazo	37	13.306	6.345	6.961	-
Otras deudas financieras corrientes[(2)]		12	5	7	-
Cuota corriente de los préstamos a largo plazo	37	4.031	3.168	863	27,2%
Otros activos financieros no corrientes incluidos en el endeudamiento	28.1	(2.692)	(2.745)	53	1,9%
Otros activos financieros corrientes incluidos en el endeudamiento	29.1	(8.467)	(4.971)	(3.496)	-70,3%
Efectivo y equivalentes al efectivo	34	(8.858)	(5.906)	(2.952)	-50,0%
Total		**51.952**	**45.415**	**6.537**	**14,4%**

(1) La partida "Otras deudas financieras no corrientes" está representada por la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" en el estado de situación financiera.
(2) La partida "Otras deudas financieras corrientes" está incluida en la partida "Otros pasivos financieros corrientes" en el estado de situación financiera.

La posición financiera neta a 31 de diciembre de 2021 y a 31 de diciembre de 2020, respectivamente, en línea con la Directriz n.º 39, emitida el 4 de marzo de 2021 por la ESMA, aplicable a partir del 5 de mayo de 2021, y el Recordatorio de Atención n.º 5/2021 emitido por la CONSOB el 29 de abril de 2021, se concilia a continuación con la deuda financiera neta preparada de acuerdo con el método de presentación del Grupo Enel.

A este respecto, cabe señalar que las referencias a las recomendaciones del CESR contenidas en anteriores comunicaciones de la CONSOB deben entenderse sustituidas por las mencionadas orientaciones de la ESMA, incluidas las referencias de la Comunicación n.º DEM/6064293 de 28 de julio de 2006 relativa a la posición financiera neta.

Millones de euros				
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	2021-2020	
Liquidez				
Valores al cobro	8	42	(34)	-81,0%
Depósitos bancarios y postales	8.118	5.699	2.419	42,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo	**8.126**	**5.741**	**2.385**	**41,5%**
Equivalentes de efectivo	**732**	**165**	**567**	**-**
Títulos	88	67	21	31,3%
Créditos financieros a corto plazo	6.841	3.476	3.365	96,8%
Cuota corriente de los créditos financieros a largo plazo	1.538	1.428	110	7,7%
Otros activos financieros corrientes	**8.467**	**4.971**	**3.496**	**70,3%**
Liquidez	**17.325**	**10.877**	**6.448**	**59,3%**
Endeudamiento financiero corriente				
Deudas con bancos	(1.329)	(711)	(618)	-86,9%
Papel comercial	(10.708)	(4.854)	(5.854)	-
Otras deudas financieras corrientes[1]	(1.281)	(785)	(496)	-63,2%
Deuda financiera corriente (inclusive los instrumentos de deuda)	**(13.318)**	**(6.350)**	**(6.968)**	**-**
Cuota corriente de financiación bancaria	(989)	(1.369)	380	27,8%
Cuota corriente de deudas por obligaciones emitidas	(2.700)	(1.412)	(1.288)	-91,2%
Cuota corriente de deudas con otros prestamistas	(342)	(387)	45	11,6%
Cuota corriente de deuda financiera no corriente	**(4.031)**	**(3.168)**	**(863)**	**-27,2%**
Endeudamiento financiero corriente	**(17.349)**	**(9.518)**	**(7.831)**	**-82,3%**
Endeudamiento financiero corriente neto	**(24)**	**1.359**	**(1.383)**	**-**
Endeudamiento financiero no corriente				
Deudas con bancos e instituciones financieras	(12.579)	(8.663)	(3.916)	-45,2%
Deudas con otros prestamistas[2]	(2.942)	(2.499)	(443)	-17,7%
Deudas financieras no corrientes (excluida la parte corriente y los instrumentos de deuda)	**(15.521)**	**(11.162)**	**(4.359)**	**-39,1%**
Obligaciones	(39.099)	(38.357)	(742)	-1,9%
Acreedores comerciales y otras deudas no corrientes y no remuneradas con un componente de financiación significativo	-	-	-	-
Endeudamiento financiero no corriente	**(54.620)**	**(49.519)**	**(5.101)**	**-10,3%**
Total endeudamiento financiero según la comunicación de la CONSOB	**(54.644)**	**(48.160)**	**(6.484)**	**-13,5%**
Créditos financieros no corrientes y títulos a largo plazo	2.692	2.745	(53)	-1,9%
ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO	**(51.952)**	**(45.415)**	**(6.537)**	**-14,4%**

(1) La partida "Deudas financieras corrientes" está incluida en la partida "Otros pasivos financieros corrientes" en el estado de situación financiera.
(2) La partida "Otras deudas financieras no corrientes" está incluida en la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" en el estado de situación financiera.

Cabe señalar que este estado de la posición financiera neta no incluye los activos y pasivos financieros relacionados con los derivados, ya que los contratos de derivados no designados como de cobertura están, en todo caso, suscritos por el Grupo con fines de cobertura.

A fecha de 31 de diciembre de 2021, estos activos y pasivos financieros figuran por separado en el estado de situación financiera en las siguientes partidas: "Derivados financieros activos no corrientes" por 2.772 millones de euros (1.236 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), "Derivados financieros activos corrientes" de 22.791 millones de euros (3.471 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), "Derivados financieros pasivos no corrientes" de 3.339 millones de euros (3.606 millones de euros a 31 de diciembre de 2020) y "Derivados financieros pasivos corrientes" de 24.607 millones de euros (3.531 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

Instrumentos financieros

46. Instrumentos financieros por categoría

Esta nota proporciona la información necesaria para evaluar la importancia de los instrumentos financieros para la situación financiera y los resultados del Grupo.

46.1 Activos financieros por categoría

La siguiente tabla muestra el valor contable de cada categoría de activos financieros requerida por la NIIF 9, desglosado en activos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados valorados a valor razonable registrados en el estado del resultado.

Millones de euros		No corrientes		Corrientes	
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Activos financieros valorados al coste amortizado	46.1.1	**4.092**	**3.966**	**34.671**	**22.967**
Activos financieros a FVOCI	46.1.2	**443**	**448**	**87**	**67**
Activos financieros al valor razonable reconocido en el estado del resultado					
Derivados de activos a FVTPL	46.1.3	277	52	19.664	2.765
Otros activos financieros a FVTPL	46.1.3	2.662	2.087	141	301
Total activos financieros al valor razonable reconocido en el estado del resultado		**2.939**	**2.139**	**19.805**	**3.066**
Derivados de los activos designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura al valor razonable	46.1.4	61	50	-	28
Derivados de cobertura de flujos de efectivo	46.1.4	2.434	1.134	3.127	678
Total derivados de los activos designados como instrumentos de cobertura		**2.495**	**1.184**	**3.127**	**706**
TOTAL		**9.969**	**7.737**	**57.690**	**26.806**

Para más información sobre el reconocimiento y la clasificación de los derivados de los activos corrientes y no corrientes, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

Para más información sobre la valoración del valor razonable, véase la nota 50 "Activos y pasivos medidos al valor razonable".

46.1.1 Activos financieros valorados al coste amortizado

El siguiente cuadro presenta los activos financieros valorados al coste amortizado por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros		No corrientes			Corrientes	
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Efectivos y equivalentes al efectivos		-	-	34	8.759	5.702
Deudores comerciales	33	1.301	1.200	33	14.775	10.846
Cuota corriente de los créditos financieros a largo plazo		-	-	29.1	1.538	1.331
Garantía en efectivo		-	-	29.1	6.485	3.223
Otros créditos financieros	28.1	2.289	2.337	29.1	315	253
Activos financieros de acuerdos de concesión de servicios al coste amortizado	28	260	243	29	64	9
Otros activos financieros al coste amortizado		242	186		2.735	1.603
Total		**4.092**	**3.966**		**34.671**	**22.967**

Deterioro del valor de los activos financieros valorados al coste amortizado

Los activos financieros valorados al coste amortizado ascienden a 38.763 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2021 (26.933 millones de euros a 31 de diciembre de 2020) y se contabilizan netos de la provisión para pérdidas esperadas de 4.051 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2021 (3.624 millones de euros a finales del ejercicio anterior).
El Grupo posee esencialmente los siguientes tipos de activos financieros valorados al coste amortizado y sujetos a devaluación:

- efectivo y equivalentes al efectivo;
- deudores comerciales y activos de contratos con clientes;
- créditos financieros; y
- otros activos financieros.

Aunque el efectivo y equivalentes al efectivo se han deteriorado de acuerdo con la NIIF 9, la pérdida esperada identificada es insignificante.

La pérdida crediticia esperada (ECL), calculada a partir de la probabilidad de impago (PD), la pérdida en caso de impago (LGD) y la exposición en caso de impago (EAD), es la diferencia entre los flujos financieros debidos en virtud del contrato y los flujos financieros esperados (incluidos los pagos no cobrados) descontados utilizando el tipo de interés efectivo original.
Para calcular la ECL, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- el enfoque general, para los activos financieros distintos de los créditos comerciales, los activos de contratos con clientes y los créditos por arrendamiento. Este método se aplica comprobando si ha habido un aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, comparando la probabilidad de impago en el momento de la creación con la probabilidad de impago en la fecha del balance.
  Sobre la base de los resultados de esta revisión, se reconoce una provisión para pérdidas esperadas, calculada sobre la base de las pérdidas esperadas durante los siguientes 12 meses (ECL de 12 meses) o durante la vida del activo (ECL de toda la vida) (i. e. "staging"):
  - la ECL de 12 meses, para los activos financieros que no han experimentado un aumento significativo del riesgo de crédito desde su reconocimiento inicial;
  - la ECL de toda la vida de la operación, para los activos financieros que han experimentado un aumento significativo del riesgo de crédito o que están deteriorados (es decir, en situación de impago según la información de vencimiento);
- el enfoque simplificado, para los créditos comerciales, los activos de contratos con clientes y los créditos por arrendamiento con o sin un componente financiero significativo, basado en la ECL de toda la vida de la operación, sin seguir la evolución del riesgo de crédito.

Los ajustes prospectivos pueden aplicarse teniendo en cuenta información cualitativa y cuantitativa para reflejar futuros acontecimientos y escenarios macroeconómicos, que podrían afectar al riesgo de la cartera o del instrumento financiero.

Dependiendo de la naturaleza de los activos financieros y de la información disponible sobre el riesgo de crédito, la prueba de un aumento significativo del riesgo de crédito puede realizarse sobre:

- forma individual para los siniestros individualmente significativos y para todos los siniestros cuyo deterioro se comprueba individualmente sobre la base de información razonable y justificable;
- una base colectiva, cuando la obtención de información razonable y justificable para verificar las pérdidas previstas sobre una base individual requeriría un coste o un esfuerzo excesivo.

Cuando no hay expectativas razonables de recuperar la totalidad o parte de un activo financiero, se reduce directamente su valor contable bruto.
La eliminación contable constituye un evento de baja (por ejemplo, la extinción, la transferencia o la expiración del derecho a cobrar los flujos de efectivo).

La siguiente tabla muestra las pérdidas esperadas reconocidas para los activos financieros valorados al coste amortizado según los enfoques general y simplificado.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Importe bruto	Provisión para pérdidas esperadas	Total	Importe bruto	Provisión para pérdidas esperadas	Total
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.759	-	8.759	5.702	-	5.702
Deudores comerciales	19.739	3.663	16.076	15.333	3.287	12.046
Créditos financieros	10.861	234	10.627	7.352	208	7.144
Otros activos financieros al coste amortizado	3.455	154	3.301	2.170	129	2.041
Total	**42.814**	**4.051**	**38.763**	**30.557**	**3.624**	**26.933**

Para medir las pérdidas esperadas, el Grupo evalúa los deudores comerciales y los activos de contratos con clientes basándose en el enfoque simplificado, tanto a nivel individual (por ejemplo, administraciones públicas, autorida-

des, contrapartes financieras, mayoristas, comerciantes y grandes empresas, etc.) como a nivel colectivo (por ejemplo, clientes minoristas).
En el caso de las evaluaciones individuales, la PD se obtiene principalmente de proveedores externos.
De lo contrario, en el caso de las evaluaciones sobre una base colectiva, los créditos comerciales se agrupan en función de las características de riesgo de crédito compartidas y de la información sobre la morosidad, considerando una definición específica de impago.
En función de cada negocio y del marco normativo local, así como de las diferencias entre las carteras de clientes, incluso en términos de tasas de impago y recuperación (incluidas las expectativas de recuperación más allá de los 90 días):

- el Grupo aplica, principalmente, una definición de impago basada en una fecha de vencimiento de 180 días y, por lo tanto, después de esa fecha, se presume que los créditos comerciales se han deteriorado (es decir, se ha deteriorado el crédito); y
- se definen grupos específicos sobre la base de mercados específicos, negocios y características de riesgo.

Los activos de contratos con clientes tienen esencialmente las mismas características de riesgo que los créditos comerciales, con los mismos tipos de contrato.
Para medir la ECL de los créditos comerciales sobre una base colectiva, así como de los activos derivados de los contratos con los clientes, el Grupo realiza las siguientes hipótesis relativas a los parámetros de la ECL:

- la PD, que se supone que es igual a la tasa media de impago, se calcula agrupando y considerando datos históricos de al menos 24 meses;
- la LGD es una función de las tasas de recuperación de cada grupo específico, descontada utilizando el tipo de interés efectivo; y
- se estima que la EAD sea igual al valor contable en la fecha del balance menos los depósitos de efectivo, incluidas las facturas emitidas pero aún no vencidas y las facturas por emitir.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la provisión para pérdidas esperadas en los créditos financieros (en base al enfoque general).

Millones de euros	Provisión para pérdidas esperadas en 12 meses	Provisión para pérdidas esperadas en la vida de la operación
Saldo inicial a 01.01.2020	**78**	**153**
Provisiones	354	8
Usos	-	-
Liberación en el estado del resultado	(4)	(4)
Otras variaciones	(363)	(14)
Saldo final a 31.12.2020	**65**	**143**
Saldo inicial a 01.01.2021	**65**	**143**
Provisiones	-	9
Usos	-	-
Liberación en el estado del resultado	(25)	(9)
Otras variaciones	25	26
Saldo final a 31.12.2021	**65**	**169**

El siguiente cuadro muestra la evolución de la provisión para pérdidas esperadas en los créditos comerciales (en base al enfoque general).

Millones de euros	
Saldo inicial a 01.01.2020	**2.980**
Provisiones	1.505
Usos	(819)
Liberación en el estado del resultado	(194)
Otras variaciones	(185)
Saldo final a 31.12.2020	**3.287**
Saldo inicial a 01.01.2021	**3.287**
Provisiones	1.361
Usos	(709)
Liberación en el estado del resultado	(258)
Otras variaciones	(18)
Saldo final a 31.12.2021	**3.663**

El siguiente cuadro muestra la evolución de la provisión para pérdidas esperadas en otros activos financieros al coste amortizado (en base al enfoque general).

Millones de euros	Provisión para pérdidas esperadas en la vida de la operación
Saldo inicial a 01.01.2020	**159**
Provisiones	22
Usos	-
Liberación en el estado del resultado	(23)
Otras variaciones	(29)
Saldo final a 31.12.2020	**129**
Saldo inicial a 01.01.2021	**129**
Provisiones	87
Usos	-
Liberación en el estado del resultado	(21)
Otras variaciones	(41)
Saldo final a 31.12.2021	**154**

En la nota 47 "Gestión de riesgos" se ofrece información adicional sobre la exposición al riesgo de crédito y las pérdidas esperadas.

46.1.2 Activos financieros al valor razonable con cargo al patrimonio neto

El siguiente cuadro presenta los activos financieros al valor razonable con cargo al patrimonio neto (FVOCI) por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros		No corrientes			Corrientes	
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Participaciones en otras sociedades al FVOCI	28	40	40		-	-
Títulos	28.1	403	408	29.1	87	67
Total		**443**	**448**		**87**	**67**

Cambios en los activos financieros al FVOCI

Participaciones en otras sociedades

Millones de euros	No corrientes	Corrientes
Saldo inicial a 01.01.2020	**64**	**-**
Adquisiciones	6	-
Ventas	-	-
Variaciones al valor razonable con impacto en el patrimonio neto	(21)	-
Otras variaciones	(9)	-
Saldo final a 31.12.2020	**40**	**-**
Saldo inicial a 01.01.2021	**40**	**-**
Adquisiciones	2	-
Ventas	-	-
Variaciones al valor razonable con impacto en el patrimonio neto	-	-
Otras variaciones	(2)	-
Saldo final a 31.12.2021	**40**	**-**

Títulos al FVOCI

Millones de euros	No corrientes	Corrientes
Saldo inicial a 01.01.2020	**416**	**61**
Adquisiciones	124	-
Ventas	(54)	-
Variaciones al valor razonable con impacto en el patrimonio neto	(3)	-
Reclasificaciones	(75)	75
Otras variaciones	-	(69)
Saldo final a 31.12.2020	**408**	**67**
Saldo inicial a 01.01.2021	**408**	**67**
Adquisiciones	165	-
Ventas	(87)	-
Variaciones al valor razonable con impacto en el patrimonio neto	2	-
Reclasificaciones	(85)	85
Otras variaciones	-	(65)
Saldo final a 31.12.2021	**403**	**87**

46.1.3 Activos financieros al valor razonable reconocido en el estado del resultado

El siguiente cuadro presenta los activos financieros al valor razonable reconocido en el estado del resultado (FVTPL) por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	No corrientes			Corrientes		
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Derivados al FVTPL	49	277	52	49	19.664	2.765
Inversiones en activos líquidos		-	-	34	99	204
Activos financieros al FVTPL		-	-	29, 29.1	41	97
Títulos		-	-	29.1	1	-
Participaciones en otras sociedades al FVTPL	28	32	30		-	-
Activos financieros de acuerdos de concesión de servicios al FVTPL	28	2.630	2.057		-	-
Total		**2.939**	**2.139**		**19.805**	**3.066**

46.1.4 Derivados de activos designados como instrumentos de cobertura

Para más detalles sobre los derivados activos, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

46.2 Pasivos financieros por categoría

La siguiente tabla muestra el valor contable de cada categoría de pasivos financieros requerida por la NIIF 9, desglosado en pasivos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados valorados a valor razonable registrados en el estado del resultado.

Millones de euros		No corrientes		Corrientes	
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Pasivos financieros valorados al coste amortizado	46.2.1	**54.914**	**50.254**	**42.330**	**29.598**
Pasivos financieros al valor razonable reconocido en el estado del resultado					
Derivados de pasivos al FVTPL	46.4	169	29	19.696	2.887
Total pasivos financieros al valor razonable reconocido en el estado del resultado		**169**	**29**	**19.696**	**2.887**
Derivados de pasivos designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura al valor razonable	46.4	5	-	-	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo	46.4	3.165	3.577	4.911	644
Total derivados de pasivos designados como instrumentos de cobertura		**3.170**	**3.577**	**4.911**	**644**
TOTAL		**58.253**	**53.860**	**66.937**	**33.129**

Para más información sobre la valoración del valor razonable, véase la nota 50 "Activos y pasivos medidos al valor razonable".

46.2.1 Pasivos financieros valorados al coste amortizado

El siguiente cuadro presenta los pasivos financieros valorados al coste amortizado por naturaleza, desglosados en pasivos financieros corrientes y no.

Millones de euros	No corrientes			Corrientes		
	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020	Notas	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Financiaciones a largo plazo	46.3	54.500	49.519	46.3	4.031	3.168
Financiaciones a corto plazo		-	-	46.3	13.306	6.345
Acreedores comerciales	43	94	577	43	16.865	12.282
Otras deudas financieras		320	158		8.128	7.803
Total		**54.914**	**50.254**		**42.330**	**29.598**

46.3 Financiaciones

46.3.1 Financiaciones a largo plazo (inclusive las cuotas con vencimiento a los 12 meses siguientes) – 58.531 millones de euros

El siguiente cuadro muestra el valor teórico, el valor contable y el valor razonable de los préstamos a largo plazo, incluidas las partes que vencen en 12 meses.

Financiaciones a largo plazo por categoría y tipología de tipo de interés[(1)]

Millones de euros	Valor nominal	Saldo contable	Cuota actual	Cuota con vencimiento a los 12 meses	Valor razonable	Valor nominal	Saldo contable	Cuota actual	Cuota con vencimiento a los 12 meses	Valor razonable	Variaciones en el saldo contable 2021-2020
	a 31.12.2021					a 31.12.2020					
Obligaciones:											
- tipo de interés fijo cotizado	27.857	27.413	2.119	25.294	30.279	23.629	23.052	1.041	22.011	27.470	4.361
- tipo de interés variable cotizado	2.574	2.557	434	2.123	2.545	2.817	2.800	260	2.540	2.937	(243)
- tipo de interés fijo no cotizado	11.293	11.207	50	11.157	12.670	13.262	13.184	–	13.184	15.753	(1.977)
- tipo de interés variable no cotizado	622	622	97	525	728	733	733	111	622	828	(111)
Total obligaciones	**42.346**	**41.799**	**2.700**	**39.099**	**46.222**	**40.441**	**39.769**	**1.412**	**38.357**	**46.988**	**2.030**
Financiaciones bancarias:											
- tipo de interés fijo	2.414	2.405	238	2.167	2.298	790	782	254	528	833	1.623
- tipo de interés variable	10.139	10.109	751	9.358	10.037	9.278	9.250	1.115	8.135	9.259	859
- uso de las líneas de crédito renovable	1.054	1.054	–	1.054	1.054	–	–	–	–	–	1.054
Total financiaciones bancarias	**13.607**	**13.568**	**989**	**12.579**	**13.389**	**10.068**	**10.032**	**1.369**	**8.663**	**10.092**	**3.536**
Arrendamiento financiero:											
- tipo de interés fijo	2.477	2.477	242	2.235	2.477	1.979	1.979	225	1.754	1.979	498
- tipo de interés variable	70	70	17	53	70	89	89	22	67	89	(19)
Total arrendamiento financiero	**2.547**	**2.547**	**259**	**2.288**	**2.547**	**2.068**	**2.068**	**247**	**1.821**	**2.068**	**479**
Otras financiaciones no bancarias:											
- tipo de interés fijo	571	595	69	526	569	607	639	74	565	630	(44)
- tipo de interés variable	34	22	14	8	25	191	179	66	113	160	(157)
Total otras financiaciones no bancarias	**605**	**617**	**83**	**534**	**594**	**798**	**818**	**140**	**678**	**790**	**(201)**
Total financiaciones a tipo de interés fijo	**44.612**	**44.097**	**2.718**	**41.379**	**48.293**	**40.267**	**39.636**	**1.594**	**38.042**	**46.665**	**4.461**
Total financiaciones a tipo de interés variable	**14.493**	**14.434**	**1.313**	**13.121**	**14.459**	**13.108**	**13.051**	**1.574**	**11.477**	**13.273**	**1.383**
TOTAL	**59.105**	**58.531**	**4.031**	**54.500**	**62.752**	**53.375**	**52.687**	**3.168**	**49.519**	**59.938**	**5.844**

(1) No incluye las otras deudas financieras no corrientes incluidas en la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" en el estado de situación financiera que se incluyen en el endeudamiento financiero a largo plazo.

El siguiente cuadro muestra el endeudamiento financiero a largo plazo por moneda y tipo de interés.

Endeudamiento financiero a largo plazo por moneda y tipo de interés[1]

Millones de euros	Saldo contable	Valor nominal	Saldo contable	Valor nominal	Tipo de interés medio en vigor	Tipo de interés efectivo en vigor	Tipo de interés medio en vigor	Tipo de interés efectivo en vigor
	a 31.12.2021		a 31.12.2020		a 31.12.2021		a 31.12.2020	
Euro	**32.041**	**32.387**	**25.581**	**26.089**	**1,6%**	**1,9%**	**2,2%**	**2,6%**
Dólar estadounidense	17.518	17.629	18.500	18.589	4,2%	4,3%	4,5%	4,7%
Libra esterlina	3.901	3.976	3.955	3.998	5,0%	5,2%	5,1%	5,3%
Peso colombiano	1.341	1.341	1.283	1.283	6,5%	6,5%	6,8%	6,8%
Real brasileño	1.720	1.753	1.832	1.864	8,8%	8,9%	5,3%	5,3%
Franco suizo	343	344	328	329	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Peso chileno/UF	423	428	368	374	5,2%	5,2%	4,9%	5,0%
Sol peruano	415	415	388	388	5,2%	5,2%	5,8%	5,8%
Rublo ruso	427	427	281	286	6,8%	7,3%	7,1%	7,1%
Otras divisas	402	405	171	175				
Total divisas distintas del euro	**26.490**	**26.718**	**27.106**	**27.286**				
TOTAL	**58.531**	**59.105**	**52.687**	**53.375**				

(1) No incluye las "Otras deudas financieras no corrientes" expuestas en la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" del estado de situación financiera.

El endeudamiento financiero a largo plazo expresado en monedas distintas del euro disminuyó en 616 millones de euros, principalmente debido a los movimientos de la deuda en dólares estadounidenses.

Cambios en el valor teórico del endeudamiento a largo plazo[1]

Millones de euros	Valor nominal	Reembolsos	Cambios en el ámbito de consolidación	Nuevas emisiones	Otros cambios	Diferencia de cambio	Valor nominal
	a 31.12.2020						a 31.12.2021
Obligaciones	40.441	(9.049)	-	10.368	(900)	1.486	42.346
Financiaciones	12.934	(2.272)	183	5.527	(131)	518	16.759
- en donde el arrendamiento financiero	*2.068*	*(165)*	*2*	*526*	*-*	*116*	*2.547*
Total endeudamiento financiero	**53.375**	**(11.321)**	**183**	**15.895**	**(1.031)**	**2.004**	**59.105**

(1) Los cambios del valor teórico de la partida "Otras deudas financieras no corrientes" no están incluidos en la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" en el estado de situación financiera.

El valor teórico del endeudamiento a largo plazo, que asciende a 59.105 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2021, registra un aumento en 5.730 millones de euros en comparación con el 31 de diciembre de 2020. El aumento de la deuda deriva de las nuevas emisiones por valor de 15.895 millones de euros, a variaciones negativas del tipo de cambio por valor de 2.004 millones de euros y a la consolidación de la deuda de algunas sociedades australianas por valor de 183 millones de euros; estos efectos solo se compensaron parcialmente con reembolsos por valor de 11.321 millones de euros y con otras variaciones de la deuda por valor de 1.031 millones de euros y atribuibles por valor de 900 millones de euros a la variación del tratamiento contable de un empréstito de obligaciones no convertible y subordinado híbrido en euros, emitido por Enel SpA y convertido en un empréstito de obligaciones híbrido perpetuo durante el ejercicio de 2021.

Los reembolsos efectuados durante el ejercicio de 2021 corresponden a empréstitos de obligaciones por valor de 9.049 millones de euros y a financiaciones por valor de 2.272 millones de euros.

En concreto, los reembolsos realizados durante el ejercicio de 2021 incluyen:

- 1.069 millones de euros correspondientes a la recompra y posterior cancelación de parte de cuatro series de obligaciones convencionales en euros realizadas por Enel Finance International en junio de 2021 mediante una oferta voluntaria no vinculante ("tender offer");
- 6.000 millones de dolares estadounidenses (equivalentes a 5.101 millones de euros en la fecha de reembolso) relativos a la recompra en efectivo de cuatro obligaciones convencionales en dólares estadounidenses por parte de Enel Finance International en julio de 2021 tras el ejercicio de una opción de recompra;
- 1.472 millones de dólares estadounidenses (equivalentes a 1.275 millones de euros en la fecha de reembolso) correspondientes a la recompra y posterior cancelación de parte de dos series de obligaciones convencionales en dólares estadounidenses realizadas por Enel Finance International en octubre de 2021 mediante una oferta voluntaria no vinculante ("tender offer");
- 533 millones de euros correspondientes a un empréstito de obligaciones de tipo de interés fijo emitido por Enel Finance International y que vence en julio de 2021;
- un contravalor de 292 millones de euros relativo a una oblifgación híbrida en libras esterlinas emitido por Enel SpA y con vencimiento en septiembre de 2021;
- un contravalor de 171 millones de euros relativo al reembolso de un empréstito de obligaciones en moneda local por parte de Emgesa, con vencimiento en enero de 2021;
- un contravalor de 114 millones de euros relativo al reembolso de un empréstito de obligaciones en moneda local por parte de Enel Distribuição São Paulo, con vencimiento en septiembre de 2021.

Los principales reembolsos de préstamos realizados durante el ejercicio incluyen:

- 200 millones de euros relativos a un préstamo a tipo de interés variable de Enel SpA;
- un contravalor 196 millones de euros relativo a un préstamo a tipo de interés variable en dólares estadounidenses de Enel SpA;
- 178 millones de euros relativos a una financiación de Endesa, en donde 166 millones de euros corresponden a la financiación sostenible;
- 294 millones de euros relativos a la financiación sostenible de las sociedades italianas del Grupo;
- un contravalor de 1.019 millones de euros relativo a las sociedades sudamericanas.

Las principales emisiones efectuadas durante el ejercicio de 2021 corresponden a empréstitos de obligaciones por valor de 10.368 millones de euros y a financiaciones por valor de 5.527 millones de euros.

Se indican, a continuación, las principales características de las operaciones financieras efectuadas durante el transcurso del 2021 y convertidas en euros según el cambio del 31 de diciembre de 2021.

	Emisor	Fecha de emisión	Importe en millones de euros	Divisa de emisión	Tipo de interés	Tipología de tipo	Vencimiento
Obligaciones							
	Enel Finance International	17.06.2021	1.000	EUR	0,00%	Tipo fijo	17.06.2027
	Enel Finance International	17.06.2021	1.250	EUR	0,50%	Tipo fijo	17.06.2030
	Enel Finance International	17.06.2021	1.000	EUR	0,875%	Tipo fijo	17.06.2036
	Enel Finance International	12.07.2021	1.104	USD	1,375%	Tipo fijo	12.07.2026
	Enel Finance International	12.07.2021	883	USD	1,875%	Tipo fijo	12.07.2028
	Enel Finance International	12.07.2021	883	USD	2,250%	Tipo fijo	12.07.2031
	Enel Finance International	12.07.2021	662	USD	2,875%	Tipo fijo	12.07.2041
	Enel Finance International	28.09.2021	1.250	EUR	-	Tipo fijo	28.05.2026
	Enel Finance International	28.09.2021	1.000	EUR	0,375%	Tipo fijo	28.05.2029
	Enel Finance International	28.09.2021	1.250	EUR	0,875%	Tipo fijo	28.09.2034
	Enel Distribuição São Paulo	30.04.2021	114	BRL	IPCA + 4,26%	Tipo variable	15.04.2031
	Enel Distribuição São Paulo	04.10.2021	91	BRL	CDI + 1,64% a.a	Tipo variable	04.10.2028
Total obligaciones			**10.487**				
Financiaciones bancarias							
	Enel SpA	05.05.2021	200	EUR	Euribor 6M + 0,3%	Tipo variable	03.05.2024
	Enel SpA	12.10.2021	308	USD	USD SOFR 3M CMP 5LB + 0,7%	Tipo variable	12.10.2025
	Enel SpA	30.12.2021	1.000	EUR	Euribor 6M + 0,4%	Tipo variable	05.03.2026
	e-distribuzione	30.07.2021	150	EUR	Euribor 6M+ 0,257%	Tipo variable	30.07.2036
	e-distribuzione	22.12.2021	150	EUR	Euribor 6M+ 0,275%	Tipo variable	22.12.2036
	Endesa	15.04.2021	150	EUR	Euribor 3M + 0.82%	Tipo variable	18.04.2028
	Endesa	28.06.2021	75	EUR	0,27%	Tipo fijo	28.06.2028
	Endesa	30.07.2021	75	EUR	0,26%	Tipo fijo	30.07.2028
	Endesa	30.07.2021	50	EUR	0,26%	Tipo fijo	30.07.2028
	Endesa	15.10.2021	125	EUR	0,09%	Tipo fijo	15.10.2026
	Endesa	15.10.2021	75	EUR	0,11%	Tipo fijo	15.10.2026
	Endesa	27.10.2021	100	EUR	0,25%	Tipo fijo	27.10.2028
	Endesa	22.11.2021	250	EUR	Euribor 6M+ 0,313%	Tipo variable	22.11.2036
	Endesa	09.12.2021	275	EUR	0,00%	Tipo fijo	09.12.2024
	Endesa	17.12.2021	225	EUR	0,156%	Tipo fijo	17.12.2024
	Enel Distribuição Ceará	06.01.2021	69	USD	1,225%	Tipo fijo	06.01.2023
	Enel Distribuição São Paulo	19.04.2021	74	USD	1,974%	Tipo fijo	19.04.2024
	Enel Distribuição São Paulo	09.09.2021	68	USD	2,365%	Tipo fijo	09.09.2025
	Codensa	14.05.2021	87	COP	COP IBR 3M + 0,75%	Tipo variable	14.05.2026
	Codensa	15.07.2021	65	COP	COP IBR 6M + 0,5%	Tipo variable	15.07.2026
	Codensa	30.11.2021	56	COP	COP IBR 3M +0,085%	Tipo variable	30.11.2026
	Enel Chile	03.12.2021	132	USD	USD LIBOR + 1,10%	Tipo variable	03.12.2026
	Enel Brasil	15.09.2021	61	USD	1,91%	Tipo fijo	16.09.2024
Total financiaciones bancarias			**3.820**				

La tabla siguiente muestra los efectos sobre el endeudamiento financiero a largo plazo tras las coberturas efectuadas para atenuar el riesgo de tipo de cambio.

Estructura del endeudamiento financiero a largo plazo tras la cobertura[(1)]

Millones de euros	a 31.12.2021						a 31.12.2020					
	Estructura inicial de la deuda			Impacto de la cobertura de la deuda	Estructura de la deuda tras la cobertura		Estructura inicial de la deuda			Impacto de la cobertura de la deuda	Estructura de la deuda tras la cobertura	
	Saldo contable	Valor nominal	%				Saldo contable	Valor nominal	%			
Euro	**32.041**	**32.387**	**54,8%**	**16.657**	**49.044**	**83,0%**	**25.581**	**26.089**	**48,9%**	**18.423**	**44.512**	**83,4%**
Dólar estadounidense	17.518	17.629	29,8%	(13.423)	4.206	7,1%	18.500	18.589	34,8%	(14.955)	3.634	6,8%
Libra esterlina	3.901	3.976	6,7%	(3.976)	–	–	3.955	3.998	7,5%	(3.998)	–	–
Peso colombiano	1.341	1.341	2,3%	–	1.341	2,3%	1.283	1.283	2,4%	–	1.283	2,4%
Real brasileño	1.720	1.753	3,0%	1.028	2.781	4,7%	1.832	1.864	3,5%	794	2.658	5,0%
Franco suizo	343	344	0,6%	(344)	–	–	328	329	0,6%	(329)	–	–
Peso chileno/UF	423	428	0,7%	–	428	0,7%	368	374	0,7%	–	374	0,7%
Sol peruano	415	415	0,7%	–	415	0,7%	388	388	0,7%	–	388	0,7%
Rublo ruso	427	427	0,7%	–	427	0,7%	281	286	0,5%	–	286	0,5%
Otras divisas	402	405	0,7%	58	463	0,8%	171	175	0,4%	65	240	0,5%
Total divisas distintas del euro	**26.490**	**26.718**	**45,2%**	**(16.657)**	**10.061**	**17,0%**	**27.106**	**27.286**	**51,1%**	**(18.423)**	**8.863**	**16,6%**
TOTAL	**58.531**	**59.105**	**100,0%**	**–**	**59.105**	**100,0%**	**52.687**	**53.375**	**100,0%**	**–**	**53.375**	**100,0%**

(1) No incluye las "Otras deudas financieras no corrientes" expuestas en la partida "Otros pasivos financieros no corrientes" del estado de situación financiera.

El importe de la deuda a tipo variable que no es objeto de cobertura del riesgo de tipo de interés representa el elemento principal de riesgo a causa del potencial impacto negativo en el estado del resultado, en términos de mayores cargas financieras, en el caso de un aumento eventual del nivel de los tipos de interés del mercado.

Millones de euros	2021				2020			
	Antes de la cobertura	%	Después de la cobertura	%	Antes de la cobertura	%	Después de la cobertura	%
Tipo variable	27.811	38,4%	22.478	31,0%	19.458	32,6%	13.672	22,9%
Tipo fijo	44.612	61,6%	49.945	69,0%	40.267	67,4%	46.053	77,1%
Total	**72.423**		**72.423**		**59.725**		**59.725**	

A 31 de diciembre de 2021, 38,4% de la deuda financiera se expresa en tipos variables (32,6% a 31 de diciembre de 2020). Habida cuenta de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de interés en la *hedge accounting*, que han resultado eficaces en base a lo que se prevé en las NIIF-UE, la exposición al riesgo de tipo de interés a 31 de diciembre de 2021 es de 31,0% de la deuda financiera (22,9% a 31 de diciembre de 2020). Dichos resultado son conformes a los límites que se prevén en las políticas de gestión de riesgos.

La tabla siguiente indica el impacto de la reforma IBOR en la deuda financiera a largo plazo para los principales índices (para detalles adicionales, véase el apartado "Reforma de los índices de referencia para la determinación de los tipos de interés – 'reforma IBOR'" en la nota 49.1).

Millones de euros	Valor teórico	
	a 31.12.2021	
Endeudamiento financiero a largo plazo	**Fase 1**	**Fase 2**
USD LIBOR/SOFR	888	-
GBP LIBOR/SONIA	-	-
Total	**888**	**-**

Deuda financiera a largo plazo – Principales *covenant*

Las principales deudas financieras a largo plazo del Grupo contienen las principales *covenant* de la praxis internacional. Dichas deudas se encuentran representadas, en particular, por las emisiones de obligaciones efectuadas en el ámbito de los programas de Global/Euro Medium Term Notes, por las emisiones de instrumentos de inversión de renta fija no convertibles, subordinados híbridos (es decir, bonos híbridos) y por financiaciones concedidas por los bancos y otras instituciones financieras (como el Banco Europeo de Inversiones y Cassa Depositi e Prestiti SpA).

Las principales *covenant* relativas a las emisiones de valores de renta fija efectuadas en el ámbito de los programas de Global/Euro Medium Term Notes de Enel y Enel Finance International NV (incluyendo los "green bonds" — o bonos verdes— de Enel Finance International NV, garantizados por Enel SpA, utilizados para financiar los "eligible green projects" del Grupo) y aquellas relativas a los empréstitos obligacionistas emitidos por Enel Finance International NV en el mercado americano, garantizadas por Enel SpA, pueden resumirse del modo siguiente:

- cláusulas de "negative pledge", en base a las cuales el emisor y el garante no pueden crear o mantener en vigor hipotecas, avales u otras cargas, sobre todos o parte de sus activos o ingresos, como garantía de determinadas deudas financieras, salvo si dichas cargas se extienden paritaria o proporcionalmente a los empréstitos obligacionistas en cuestión;
- cláusulas de "pari passu", en base a las cuales las obligaciones y garantías correspondientes constituyen una obligación directa, incondicional y no garantizada del emisor y del garante, sin preferencia entre ellos y al menos con el mismo nivel de "seniority" que los otros préstamos, no subordinados y no garantizados, presentes y futuros, del emisor y del garante;
- cláusulas de "cross default", en base a las cuales, si sucede un evento de incumplimiento (superior a umbrales determinados de pertinencia) con respecto a una deuda financiera determinada del emisor o del garante y, en algunos casos, de las sociedades pertinentes, se produce asimismo un incumplimiento relativo a los préstamos en cuestión, que pueden resultar inmediatamente exigibles.

A partir de 2019, Enel Finance International NV ha emitido en el mercado europeo (en el marco del programa de emisiones de valores de renta fija Euro Medium Term Notes - EMTN) y en el mercado americano, varios empréstitos obligacionistas "sostenibles", garantizados por Enel SpA, vinculados al cumplimiento de algunos de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas que contienen las mismas *covenant* que los otros empréstitos obligacionistas del mismo tipo.

Las principales *covenant* relativas a los bonos híbridos de Enel, incluyendo los bonos híbridos "perpetuos" que prevén la obligación de reembolso tan solo en caso de disolución o liquidación de la Sociedad, pueden resumirse del modo siguiente:

- cláusulas de subordinación, en base a las cuales cada instrumento de inversión de renta fija híbrido se encuentra subordinado a todas las otras emisiones de valores de renta fija del emisor y tiene un nivel de "seniority" idéntico al de los otros instrumentos financieros híbridos emitidos y superior al de los instrumentos de capital;
- prohibición de fusión con otra sociedad y de venta o de deslocalización de todos o una parte importante de los activos a otra sociedad, a menos que la misma asuma todas las obligaciones en vigor del emisor.

Las principales *covenant* que se prevén en los contratos de financiación de Enel y Enel Finance International NV, y de las otras sociedades del Grupo, incluyendo los *Sustainability-Linked Loan facility agreements* suscritos por Enel SpA, pueden resumirse del modo siguiente:

- cláusulas de "negative pledge", en base a las cuales el

deudor y, en algunos casos, el garante se encuentran sujetos a limitaciones por lo que se refiere a la creación de derechos reales de garantía u otras cargas sobre la totalidad o parte de sus bienes o activos, con excepción de las cargas expresamente admitidas;
- cláusulas sobre las "disposals", en base a las cuales el deudor y, en algunos casos, el garante, no pueden realizar actos de disposición sobre sus bienes o activos, con excepción de los actos de disposición expresamente admitidos;
- cláusulas de "pari passu", en base a las cuales las obligaciones de pago del deudor tienen el mismo nivel de "seniority" que el resto de sus obligaciones de pago no garantizadas y no subordinadas;
- cláusulas de "change of control" del deudor y, en algunos casos, del garante, que pueden dar lugar a la renegociación de los términos y condiciones de las financiaciones o al reembolso anticipado obligatario de los préstamos concedidos;
- cláusulas de "rating", que prevén el mantenimiento del rating del deudor o del garante por encima de determinados niveles;
- cláusulas de "cross default", en base a las cuales, si sucede un evento de incumplimiento (superior a umbrales determinados de pertinencia) con respecto a una deuda financiera determinada del deudor y, en algunos casos, del garante, se produce asimismo un incumplimiento relativo a las financiaciones en cuestión, que pueden resultar inmediatamente exigibles.

En algunos caos, las *covenant* examinadas se prevén, asimismo, a cargo de las sociedades pertinentes o de las sociedades controladas por los sujetos obligados. Todas las deudas financieras consideradas prevén los "events of default" típicos de la praxis internacional, como, por ejemplo, la insolvencia, los procedimientos concursales y el cese de la actividad de la empresa.

Por otra parte, se precisa que las garantías concedidas por Enel en el interés de e-distribuzione SpA, en relación con varios contratos de financiación estipulados entre la misma e-distribuzione SpA y Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevén que, al término de cada período semestral de medida, la deuda financiera neta consolidada de Enel no sobrepase 4,5 veces et EBITDA consolidado sobre una base anual.

Se indica, para acabar, que la deuda de Endesa SA, Enel Américas SA y Enel Chile SA, y de las otras sociedades controladas españolas y latinoamericanas (en particular Enel Generación Chile SA) contiene las *covenant* y los "events of default" típicos de la praxis internacional.

46.3.2 Financiaciones a corto plazo – 13.306 millones de euros

A 31 de diciembre de 2021, las financiaciones a corto plazo se elevan, en total, a 13.306 millones de euros, registrando un incremento de 6.961 millones de euros con respecto al 31 de diciembre de 2020, y se detallan en la tabla siguiente.

Millones de euros			
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021-2020**
Deudas ante bancos a corto plazo	1.329	711	618
Papel comercial	10.708	4.854	5.854
Garantías en efectivo y otras financiaciones sobre derivados	918	370	548
Otras financiaciones a corto plazo[(1)]	351	410	(59)
Total financiaciones a corto plazo	**13.306**	**6.345**	**6.961**

(1) No incluye los otros pasivos financieros corrientes incluidos en la partida del estado de situación financiera "Otros pasivos financieros corrientes" incluidos en la deuda financiera.

Las deudas representadas por papel comercial, de 10.708 millones de euros, se refieren a las emisiones de Enel Finance International, Enel Finance America y Endesa.
Entre los principales programas de papel comercial se subrayan:
- 6.000 millones de euros de Enel Finance International vinculados a objetivos de sostenibilidad;
- 4.000 millones de euros de Endesa vinculados a objetivos de sostenibilidad;
- 5.000 millones de dólares de estadounidenses, equivalentes a 4.414 millones de euros a 31 de diciembre de 2021, de Enel Finance America vinculados a objetivos de sostenibilidad; se subraya que durante el transcurso del 2021, Enel Finance America ha incrementado su programa de papeles comerciales desde 3.000 millones de dólares estadounidenses hasta los actuales 5.000 millones de dólares estadounidenses.

A 31 de diciembre de 2021, el importe del papel comercial vinculado a objetivos de sostenibilidad es de 10.343 millones de euros.

46.4 Derivados pasivos

Para obtener detalles adicionales sobre los derivados pasivos, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

46.5 Ganancias/(Pérdidas) netas

La tabla siguiente presenta las ganancias y las pérdidas divididas por categoría de instrumento financiero, con exclusión de los derivados.

Millones de euros	2021		2020	
	Ganancias/ (Pérdidas) netas	*de las cuales: Pérdidas por deterioro de valor/ (Reversiones de pérdidas por deterioro de valor)*	Ganancias/ (Pérdidas) netas	*de las cuales: Pérdidas por deterioro de valor/ (Reversiones de pérdidas por deterioro de valor)*
Activos financieros valorados al coste amortizado	**(915)**	***(1.194)***	**(1.326)**	***(1.334)***
Activos financieros valorados al FVOCI				
Participaciones al FVOCI	–	–	1	–
Otros activos financieros valorados al FVOCI	15	–	6	–
Total activos financieros valorados al FVOCI	**15**	**–**	**7**	**–**
Activos financieros valorados al FVTPL				
Activos financieros valorados al FVTPL	28	*25*	(125)	*(346)*
Activos designados con la valoración inicial (*fair value option*)	–	–	–	–
Total activos financieros valorados al FVTPL	**28**	***25***	**(125)**	***(346)***
Pasivos financieros valorados al coste amortizado	**(4.325)**	**–**	**(1.385)**	**–**
Pasivos financieros valorados al FVTPL				
Pasivos financieros detenidos para la negociación	–	–	–	–
Pasivos designados con la valoración inicial (*fair value option*)	–	–	–	–
Total pasivos financieros valorados al FVTPL	**–**	**–**	**–**	**–**

Para obtener detalles adicionales sobre los beneficios (pérdidas) netos sobre los derivados, consultar la nota 13 "Ingresos/(Gastos) financieros netos de los contratos derivados".

47. Gestión de riesgos

Gobernanza y objetivos de gestión de los riesgos financieros

El Grupo Enel, en el marco del desarrollo de su actividad industrial, se encuentra expuesto a riesgos de tipo financiero como el riesgo de tipo de interés, de *commodity*, de tipo de cambio, de crédito y contraparte y de liquidez. La gobernanza adoptada por el Grupo con respecto a los riesgos financieros prevé la presencia de comités internos y la aplicación de políticas y de límites operativos *ad hoc*. El principal objetivo de Enel es el de atenuar oportunamente los riesgos financieros, para que los mismos no conlleven variaciones inesperadas de los resultados económicos.

Las políticas del Grupo relativas a la gestión de los riesgos financieros prevén la atenuación de los efectos sobre el resultado económico de las variaciones del nivel de los tipos de interés y de cambio, con la exclusión de los efectos translativos (asociados a la consolidación contable). Dicho objetivo se consigue en la fuente de la exposición al riesgo, a través de la diversificación tanto de la naturaleza de los instrumentos financieros como de las fuentes de ingresos, y también a través de la modificación del perfil de riesgo de exposiciones particulares mediante la conclusión de contratos derivados en los mercados *Over The Counter* (OTC) o mediante acuerdos comerciales *ad hoc*.

En el marco de la gobernanza de los riesgos asociados a la *compliance*, el Grupo Enel monitorea las posiciones *non-risk reducing* en contratos derivados OTC con respecto a los umbrales establecidos en el EMIR (Reglamento UE n.º 648/2012) para las diferentes categorías de activos de actividad. En 2021, el Grupo se ha posicionado por encima de los umbrales de *clearing* con respecto a todas las categorías de activos, manteniendo la clasificación de contraparte no financiera con umbrales de operatividad no relevantes (NFC–). Las fuentes de la exposición a dichos riesgos no ha experimentado variaciones con respecto al ejercicio precedente.

Para acabar, el impacto del COVID-19 sobre las cuestiones vinculadas a la gestión del riesgo se ha resultado limitado y no ha influenciado directamente y de modo significativo la evaluación de los instrumentos derivados y el resultado de las comprobaciones de eficacia con respecto a las coberturas del riesgo de cambio, de tipo y de *commodity*.

Del mismo modo, los instrumentos financieros subyacentes no han sufrido un impacto negativo del COVID-19 y no se han registrado variaciones en las exposiciones.

Riesgo de tipo de interés

El riesgo de tipo de interés deriva principalmente del empleo de instrumentos financieros, y se manifiesta principalmente como una variación inesperada de las cargas relativas a los pasivos financieros, si las mismas están indexadas con un tipo variable y/o sujetas a la incertidumbre de las condiciones económicas en la negociación de los nuevos instrumentos de deuda, y asimismo como una variación inesperada del valor de los instrumentos financieros evaluados al valor razonable (como la deuda a tipo fijo).

Los principales pasivos financieros del Grupo incluyen empréstitos obligacionistas, financiaciones bancarias, deudas con otros prestamistas, papeles comerciales, derivados y depósitos en dinero recibidos como garantía de contratos comerciales o derivados (garantías pasivas, garantías en efectivo).

El Grupo gestiona el riesgo de tipo de interés principalmente a través de la definición de una estructura financiera óptima con el doble objetivo de estabilización de las cargas y de contención del coste de los empréstitos.

Dicho objetivo se consigue tanto a través de la diversificación de la cartera de pasivos financieros, por tipología contractual, duración y condiciones, como modificando el perfil de riesgo de exposiciones específicas a través de la conclusión de contratos financieros derivados OTC, principalmente *interest rate swap* e *interest rate option*. El vencimiento del contrato derivado no sobrepasa el vencimiento de los pasivos financieros subyacentes, de modo que cualquier variación del valor razonable y/o de los flujos de efectivo esperados de uno equilibra la variación correspondiente del valor razonable y/o de los flujos de efectivo esperados del otro.

En algunos casos residuales pueden adoptarse técnicas de *proxy hedging*, cuando los instrumentos de cobertura relativos a los factores de riesgo nativos no se encuentran disponibles en el mercado o no resultan suficientemente líquidos.

Para probar, con respecto a la normativa EMIR, la eficacia efectiva de las técnicas de cobertura aplicadas, el Grupo somete sus carteras de cobertura a un control estadístico periódico.

A través de los contratos de *interest rate swap*, Enel acuerda con la contraparte intercambiar periódicamente los flujos de efectivo relativos a los intereses a tipo variable con aquellos relativos a los intereses a tipo fijo, ambos calculados sobre el mismo capital teórico de referencia.

Los *interest rate swap* "de variable a fijo" permiten transformar un pasivo financiero indexado a tipo variable en un pasivo a tipo fijo, neutralizando de ese modo la exposición de los flujos de efectivo futuros a la variación del nivel de los tipos de interés.

Los *interest rate swap* "de fijo a variable" permiten transformar un pasivo financiero a tipo fijo evaluada al valor razonable en un pasivo a tipo variable, neutralizando de ese modo la exposición del valor razonable a la variación del nivel de los tipos de interés.

Los *interest rate swap* "de variable a variable" permiten transformar los criterios de indexación de un pasivo financiero a tipo variable.

Algunas financiaciones estructuradas se caracterizan por los flujos de efectivo de cupones con varias fases, cubiertos por *interest rate swap*, que, en la fecha del balance, y durante un tiempo limitado, prevén el intercambio de los intereses ambos a tipo fijo.

Los contratos de *interest rate option* prevén, al alcanzar valores umbral predefinidos (*strike*), el pago periódico de un diferencial de interés calculado sobre el valor teórico de referencia. Dichos valores umbral determinan el tipo máximo (*cap*) o el tipo mínimo (*floor*) al cual se indexará el instrumento financiero sintético por efecto de la cobertura. Algunas estrategias de cobertura prevén combinaciones de opciones (*collar*) que permiten fijar de modo contemporáneo tanto el tipo mínimo como el tipo máximo. En este caso, los valores umbral se determinan, generalmente, de modo que no se prevea el pago de prima alguna en el momento de la conclusión (*zero cost collar*).

Los contratos de *interest rate option* se concluyen normalmente cuando el tipo de interés fijo alcanzable mediante un *interest rate swap* resulta elevado con respecto a las expectativas del mercado sobre los tipos de interés futuros. Por otra parte, el uso de los *interest rate option* se considera más apropiado en los períodos de mayor incertidumbre sobre la futura evolución de los tipos de interés, dado que los mismos permiten beneficiarse de eventuales disminuciones del nivel de los intereses.

En la tabla siguiente se indica, a fecha de 31 de diciembre de 2021 y de 31 de diciembre de 2020, el valor teórico de los contratos derivados sobre el tipo de interés subdividido por tipología contractual.

Millones de euros	Valor teórico	
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**
Interest rate swap de variable a fijo	7.700	7.323
Interest rate swap de fijo a variable	722	173
Interest rate swap de fijo a fijo	-	-
Interest rate swap de variable a variable	391	276
Interest rate option	50	50
Total	**8.863**	**7.822**

Para obtener detalles adicionales sobre el tipo de interés, consultar la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

Análisis de sensibilidad del tipo de interés

Enel realiza el análisis de sensibilidad a través de la estimación de los efectos sobre el valor de las voces del balance relativas a la cartera de instrumentos financieros derivados de las variaciones del nivel de los tipos de interés.

En particular, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial sobre el estado del resultado y el patrimonio neto de diversos escenarios de mercado que determinarían la variación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados y la variación de las cargas financieras relativas a la cuota de endeudamiento bruto no cubierto.

Dichos escenarios de mercado se obtienen mediante la traslación paralela, en aumento y en disminución, de la curva de los tipos de interés de referencia en la fecha del balance.

No se han introducido modificaciones, ni de los métodos ni de los presupuestos utilizados en el análisis de sensibilidad con respecto al período precedente.

Manteniendo constantes todas las otras variables, el resultado antes de impuestos sufre el impacto de las variaciones del nivel de los tipos de interés del modo siguiente:

Millones de euros	2021				
		Impacto sobre el estado del resultado (antes de impuestos)		Impacto sobre el patrimonio neto (antes de impuestos)	
	Puntos base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variación de las cargas financieras sobre la deuda bruta de largo plazo a tipo variable tras las coberturas	25	23	(23)	-	-
Variación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados clasificados como no de cobertura	25	38	(38)	-	-
Variación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura					
Cash flow hedge	25	-	-	67	(67)
Fair value hedge	25	-	-	-	-

A 31 de diciembre de 2021, el 24,5% (24,6% a 31 de diciembre de 2020) de la deuda financiera bruta a largo plazo se expresa en tipos variables. Habida cuenta de las relaciones de cobertura eficaces de los flujos financieros asociados al riesgo de tipo de interés (en base a lo que se prevé en las NIIF-UE), el endeudamiento financiero bruto a largo plazo, a 31 de diciembre de 2021, resulta estar cubierto en 84,5% con respecto a la exposición (cubierto en 86,3% a 31 de diciembre de 2020).

Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio se manifiesta principalmente bajo la forma de variaciones inesperadas de las voces del balance derivadas de transacciones denominadas en una divisa diferente de la divisa contable. Los Estados financieros consolidados del Grupo se encuentran sometidos, por otra parte, al riesgo traslativo, como consecuencia de la conversión de los balances de las sociedades controladas extranjeras, denominados en la divisa local correspondiente, en euros, la divisa contable del Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de tipo de cambio se asocia, en particular, a las operaciones de compraventa de combustibles y energía, a las inversiones (flujos de efectivo por costes capitalizados), a los dividendos y a la compraventa de participaciones, a las relaciones comerciales y a los activos y pasivos financieros.

Las políticas del Grupo relativas a la gestión del riesgo de tipo de cambio prevén la atenuación de los efectos sobre el resultado económico de las variaciones del nivel de los tipos de cambio, con la exclusión de los efectos translativos asociados a la consolidación contable.

Para minimizar la exposición al riesgo de tipo de cambio, Enel adopta estrategias de diversificación geográfica de las fuentes de ingresos y de gastos, así como fórmulas de indexación en los contratos comerciales, y concluye varios tipos de contratos derivados, típicamente en el mercado *Over The Counter* (OTC).

Los contratos derivados presentes en la cartera de instrumentos financieros del Grupo son *cross currency interest rate swap*, *currency forward* y *currency swap*. El vencimiento de dichos contratos derivados no sobrepasa el vencimiento del instrumento subyacente, de modo que cualquier variación del valor razonable y/o de los flujos de efectivo esperados de los unos equilibra la variación correspondiente del valor razonable y/o de los flujos de efectivo esperados de los otros.

Los *cross currency interest rate swap* permiten transformar un pasivo financiero a largo plazo, denominado en una divisa diferente de la contable, en un pasivo financiero equivalente denominado en la divisa contable.

Los *currency forward* son contratos mediante los cuales las partes acuerdan el intercambio bidireccional de capitales denominados en divisas diferentes, en una fecha futura determinada y a un tipo de cambio determinado (*strike*). Dichos contratos pueden prever la entrega efectiva del capital intercambiado (*deliverable forward*) o el pago de la diferencia generada por la desigualdad entre el tipo de cambio *strike* y el nivel del cambio que prevalece en el mercado en la fecha de vencimiento (*non deliverable forward*). En este último caso, el tipo de cambio *strike* y/o el tipo de cambio *spot* pueden ser determinados como las medias de los tipos observados en un determinado período.

Los *currency swap* son contratos mediante los cuales las partes acuerdan dos operaciones de signo opuesto en diferentes fechas futuras (típicamente una al contado y otra a término) que prevén el intercambio de capitales denominados en divisas diferentes. En la tabla siguiente se indica, a fecha del 31 de diciembre del 2021 y del 31 de diciembre del 2020, el valor teórico de las operaciones existentes subdivididas por tipología de cobertura.

Millones de euros	Valor teórico	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Cross currency interest rate swap (CCIRS) de cobertura endeudamiento en divisa	21.123	20.636
Contratos *currency forward* de cobertura del riesgo de cambio *commodity*	6.183	5.469
Contratos *currency forward*/CCIRS de cobertura de flujos futuros en divisa diferente del euro	5.034	3.971
Otros contratos *forward*	926	990
Total	**33.266**	**31.066**

En particular, destacamos:

- los contratos CCIRS con un importe teórico de 21.123 millones de euros, destinados a la cobertura del riesgo de cambio asociado al endeudamiento contraído en divisa (20.636 millones de euros a 31 de diciembre de 2020);
- los contratos *currency forward* y *cross currency swap* con un importe teórico global de 11.217 millones de euros, utilizados para cubrir el riesgo de cambio asociado a las actividades de compra de gas natural y combustibles, y a los flujos esperados en divisas diferentes del euro (9.440 millones de euros a 31 de diciembre de 2020);
- en los "Otros contratos *forward*" se engloban las operaciones en derivados OTC destinadas a atenuar el riesgo de tipo de cambio relativo a los flujos esperados en divisas diferentes de la moneda contable asociados a la adquisición de activos de inversión en el sector de las energías renovables y de las infraestructuras y redes (contadores digitales de última generación), a los gastos de explotación de la prestación de servicios *cloud* y a los ingresos derivados de la venta de energía renovable.

A 31 de diciembre de 2021 se observa que 45% (51% a 31 de diciembre de 2020) de la deuda a largo plazo del Grupo se expresa en divisas diferentes del euro.
Habida cuenta de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de cambio, el porcentaje de endeudamiento no cubierto de dicho riesgo es del 17% a 31 de diciembre de 2021 (17% a 31 de diciembre de 2020).

Análisis de sensibilidad del riesgo de tipo de cambio

Enel realiza el análisis de sensibilidad a través de la estimación de los efectos sobre el valor de las voces del balance relativas a la cartera de instrumentos financieros derivados de las variaciones del nivel de los tipos de cambio.
En particular, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial sobre el estado del resultado y el patrimonio neto de diversos escenarios de mercado que determinarían la variación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados y la variación de las cargas financieras relativas a la cuota de endeudamiento bruto a medio/largo plazo no cubierto.
Tales escenarios se obtienen mediante la valoración y la depreciación del tipo de cambio del euro con respecto a todas las otras divisas en relación al valor constatado en la fecha del balance.
No se han introducido modificaciones, ni de los métodos ni de los presupuestos utilizados en el análisis de sensibilidad con respecto al período precedente.
Manteniendo constantes todas las otras variables, el resultado antes de impuestos sufre el impacto de las variaciones del nivel de los tipos de cambio del modo siguiente.

Millones de euros	2021				
		Impacto sobre el estado del resultado (antes de impuestos)		Impacto sobre el patrimonio neto (antes de impuestos)	
	Tipo de cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados clasificados como no de cobertura	10%	485	(592)	-	-
Variación del valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.458)	3.003
Fair value hedge	10%	(50)	61	-	-

Riesgo de precio de las *commodities*

El riesgo de oscilación de los precios de las *commodities* energéticas, como la energía eléctrica, el gas, el petróleo, el CO_2, etc., lo generan la volatilidad de los precios y las correlaciones estructurales que existen entre ellas, que convierten en incierto el margen derivado de las operaciones de compraventa de energía y combustibles a precio variable (por ejemplo, contratos bilaterales indexados, operaciones en el mercado *spot*, etc.).

Las exposiciones derivadas de los contratos indexados se determinan a través de la descomposición de las fórmulas contractuales en los factores de riesgo subyacentes.
Para contener los efectos de las oscilaciones y estabilizar el margen de conformidad con las políticas y los límites operativos definidos por la gobernanza del Grupo, garantizando un margen adecuado de flexibilidad para aprovechar las oportunidades eventuales a corto plazo, Enel elabora y planifica tanto estrategias que intervienen en las diferentes fases del proceso industrial asociado a la producción y a la venta de energía y de gas (como el aprovisionamiento anticipado y los acuerdos comerciales a largo plazo) como a planes y técnicas de atenuación del riesgo mediante el recurso a contratos derivados (*hedging*).
En relación con la energía vendida, el Grupo recurre, principalmente, a la conclusión de contratos a precio fijo, a través de acuerdos bilaterales físicos (por ejemplo, PPA) y contratos financieros (por ejemplo, contratos por diferencia, VPP, etc.), en los cuales las diferencias se regulan en favor de la contraparte si el precio de mercado de la energía supera el precio *strike*, y en favor de Enel, en el caso contrario. La exposición residual, derivada de las ventas de energía en el mercado *spot*, no cubiertas por dichos contratos, se ve incrementada por factores de riesgo homogéneos que pueden gestionarse a través de operaciones de cobertura en el mercado. Para las carteras industriales se adoptan técnicas de *proxy hedging*, cuando los instrumentos de cobertura relativos a factores de riesgo particulares que generan la exposición no se encuentran disponibles en el mercado o no resultan suficientemente líquidos. Por otra parte, Enel aplica técnicas de *portfolio hedging* para apreciar las oportunidades de *netting* entre las exposiciones infragrupo.
Los instrumentos de cobertura utilizados por el Grupo son, principalmente, los contratos derivados *plain vanilla* (en particular, *forward*, *swap*, opciones sobre *commodities*, *futures* y contratos por diferencia).
Algunos de estos productos pueden ser indexados a diferentes subyacentes (carbón, gas, petróleo, CO_2, geografías diversas, etc.) y las fórmulas pueden ser estudiadas y adaptadas en función de las exigencias específicas.
Por otra parte, Enel realiza actividades de *proprietary trading* con el objetivo de vigilar los mercados de las *commodities* energéticas de referencia para el Grupo. Dicha actividad consiste en la toma de exposiciones sobre las *commodities* energéticas (productos petrolíferos, gas, carbón, certificados CO_2 y energía eléctrica), a través de instrumentos financieros derivados y contratos físicos en los mercados reglamentados y *Over The Counter* (OTC), optimizando el beneficio gracias a operaciones efectuadas en base a las expectativas de evolución de los mercados.
La tabla siguiente expone el valor teórico de las transacciones *outstanding* a 31 de diciembre de 2021 y a 31 de diciembre de 2020, subdividido por tipo de instrumento.

Millones de euros	Valor teórico	
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**
Contratos *forward* y *futures*	90.273	48.064
Swaps	12.122	1.862
Opciones	1.076	576
Embedded	-	7
Total	**103.471**	**50.509**

Para obtener detalles adicionales, véase la nota 49 "Derivados y contabilidad de cobertura".

Análisis de sensibilidad del riesgo de precio de las *commodities*

La siguiente tabla presenta el análisis de sensibilidad ante las modificaciones razonablemente posibles en los precios de las *commodities* subyacentes al modelo de evaluación consideradas en el escenario en la misma fecha, manteniendo todas las otras variables constantes.
El impacto sobre el resultado antes de impuestos, en caso de incremento del 15% y de un decremento del 15% de los precios de las *commodities* principales que componen los escenarios de los combustibles y la cesta de las fórmulas utilizadas en los contratos se debe, principalmente, a la variación del precio de la energía, del gas y de los productos petrolíferos y, en menor medida, del CO_2. El impacto sobre el patrimonio neto, aplicando los mismos *shift* en la curva de los precios se debe, principalmente, a la variación del precio de la energía eléctrica y de las *commodities* petrolíferas y, en menor medida, del CO_2. La exposición del Grupo a las variaciones de los precios de las otras *commodities* no es material.

Millones de euros	2021				
		Impacto sobre el estado del resultado (antes de impuestos)		Impacto sobre el patrimonio neto (antes de impuestos)	
	Precio *commodities*	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variaciones en el valor razonable de los derivados sobre las *commodities* de *trading*	15%	(621)	632	-	-
Variación en el valor razonable de los derivados sobre las *commodities* designados como instrumentos de cobertura	15%	-	-	72	(88)

Crédito y Contraparte

Las operaciones comerciales, sobre las *commodities* y de naturaleza financiera, exponen al Grupo al riesgo de crédito y contraparte, es decir a la eventualidad de un empeoramiento de la calificación crediticia de las contrapartes que causa efetos negativos sobre el valor esperado de la posición crediticia y, con respecto tan solo a los deudores comerciales, un incremento de los plazos medios de cobro.

Por tanto, la exposición al riesgo de crédito es atribuible a los siguientes tipos de actividades:

- venta y distribución de energía eléctrica y gas en los mercados libres y regulados, y suministro de bienes y servicios (créditos comerciales);
- actividades de negociación que implican un intercambio físico o de operaciones sobre instrumentos financieros (cartera *commodity*);
- actividades de negociación de instrumentos derivados, depósitos bancarios y más en general de instrumentos financieros (cartera financiera).

Con vistas a la minimización del riesgo de crédito, la gestión y el control de las exposiciones crediticias se realizan a nivel de Región, País y de la Línea de Negocio Global por diferentes unidades organizativas, asegurando, de ese modo, la segregación necesaria entre las actividades de gestión y de control del riesgo. El seguimiento de la exposición consolidada lo realiza la Holding.

Por otra parte, a nivel del Grupo se prevé, en la totalidad de las principales Regiones, Países y Líneas de Negocio Globales, y a nivel consolidado, la aplicación de criterios homogéneos para medir, seguir y controlar las exposiciones crediticias comerciales, con el fin de identificar tempestivamente los fenómenos degenerativos de la calidad de los créditos existentes y las eventuales acciones de atenuación que se han de implementar.

La política di gestión del riesgo de crédito derivado de las actividades comerciales prevé la evaluación preliminar de la calificación crediticia de las contrapartes y la adopción de instrumentos de atenuación como la adquisición de garantías reales o personales.

Por otra parte, el Grupo realiza operaciones de cesión de los créditos sin recurso (*pro soluto*), que dan lugar a la eliminación integral del balance de los activos correspondientes objetos de cesión, los riesgos y los beneficios asociados a los mismos siendo considerados transferidos.

Por lo que se refiere, para acabar, a la operatividad financiera y sobre las *commodities*, la atenuación del riesgo se busca a través de un sistema de evaluación de las contrapartes homogéneo a nivel del Grupo, implementado asimismo a nivel de Región/País/Línea de Negocio Global, así de la adopción de marcos contractuales específicos estandardizados que prevén cláusulas de atenuación del riesgo (por ejemplo, *netting*) y eventualmente el garantías en efectivo.

A pesar del empeoramiento de las curvas de cobro en algunos segmentos de clientela que se han tenido en cuenta en el marco de la evaluación del deterioro de los créditos comerciales, la cartera del Grupo ha demostrado (hasta hoy) su resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Y ello gracias a un refuerzo de los canales de cobro digitales y a una sólida diversificación de los clientes comerciales que han presentado una baja exposición a los impactos del COVID (por ejemplo, *utilities* y sociedades de distribución).

Créditos financieros

Millones de euros					a 31.12.2021
Staging	**Base para la identificación de las provisiones por pérdidas esperadas**	***Loss rate* medio (PD*LGD)**	**Valor contable bruto**	**Provisiones por pérdidas esperadas**	**Valor neto**
Performing	ECL de 12 meses	0,6%	10.585	65	10.520
Underperforming	ECL de toda la vida	27,8%	72	20	52
Non-performing	ECL de toda la vida	73,0%	204	149	55
Total			**10.861**	**234**	**10.627**

Activos derivados de los contratos con los clientes, deudores comerciales y otros créditos: evaluación individual

Millones de euros

	a 31.12.2021			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valor contable bruto	Provisiones por pérdidas esperadas	Valor neto
Activos de contratos con los clientes	**-**	**110**	**-**	**110**
Deudores comerciales				
Deudores comerciales no vencidos	0,7%	5.339	39	5.300
Deudores comerciales vencidos:				
- 1-30 días	1,2%	489	6	483
- 31-60 días	3,4%	89	3	86
- 61-90 días	10,2%	59	6	53
- 91-120 días	50,0%	34	17	17
- 121-150 días	31,6%	19	6	13
- 151-180 días	26,9%	26	7	19
- más de 180 días (*credit impaired*)	77,1%	1.813	1.397	416
Total deudores comerciales		**7.868**	**1.481**	**6.387**
Otros créditos				
Otros créditos no vencidos	1,9%	1.712	32	1.680
Otros créditos vencidos:				
- 1-30 días	-	352	-	352
- 31-60 días	-	244	-	244
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	2	-	2
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	-	-	-
- más de 180 días (*credit impaired*)	13,9%	332	46	286
Total otros créditos		**2.642**	**78**	**2.564**
TOTAL		**10.620**	**1.559**	**9.061**

Millones de euros

	a 31.12.2020			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valor contable bruto	Provisiones por pérdidas esperadas	Valor neto
Activos de contratos con los clientes	**4,3%**	**23**	**1**	**22**
Deudores comerciales				
Deudores comerciales no vencidos	1,3%	4.953	66	4.887
Deudores comerciales vencidos:				
- 1-30 días	1,5%	453	7	446
- 31-60 días	2,8%	106	3	103
- 61-90 días	12,8%	39	5	34
- 91-120 días	28,0%	25	7	18
- 121-150 días	12,9%	31	4	27
- 151-180 días	100,0%	53	53	-
- más de 180 días (*credit impaired*)	83,8%	1.692	1.418	274
Total deudores comerciales		**7.352**	**1.563**	**5.789**
Otros créditos				
Otros créditos no vencidos	3,1%	1.243	38	1.205
Otros créditos vencidos:				
- 1-30 días	15,6%	499	78	421
- 31-60 días	-	11	-	11
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	40,0%	5	2	3
- más de 180 días (*credit impaired*)	6,3%	79	5	74
Total otros créditos		**1.837**	**123**	**1.714**
TOTAL		**9.212**	**1.687**	**7.525**

Activos derivados de los contratos con los clientes, deudores comerciales y otros créditos: evaluación colectiva

Millones de euros

	a 31.12.2021			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valor contable bruto	Provisiones por pérdidas esperadas	Valor neto
Activos de contratos con los clientes	**11,5%**	**26**	**2**	**24**
Deudores comerciales				
Deudores comerciales no vencidos	1,7%	4.603	77	4.526
Deudores comerciales vencidos:				
- 1-30 días	2,8%	3.321	94	3.227
- 31-60 días	9,9%	272	27	245
- 61-90 días	15,3%	183	28	155
- 91-120 días	26,1%	111	29	82
- 121-150 días	32,4%	111	36	75
- 151-180 días	33,3%	90	30	60
- más de 180 días (*credit impaired*)	58,5%	3.180	1.861	1.319
Total deudores comerciales		**11.871**	**2.182**	**9.689**
Otros créditos				
Otros créditos no vencidos	-	804	76	728
Otros créditos vencidos:				
- 1-30 días	-	7	-	7
- 31-60 días	-	-	-	-
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	1	-	1
- más de 180 días (*credit impaired*)	-	1	-	1
Total otros créditos		**813**	**76**	**737**
TOTAL		**12.710**	**2.260**	**10.450**

Millones de euros

	a 31.12.2020			
	Loss rate medio (PD*LGD)	Valor contable bruto	Provisiones por pérdidas esperadas	Valor neto
Activos de contratos con los clientes	**1,2%**	**163**	**2**	**161**
Deudores comerciales				
Deudores comerciales no vencidos	0,6%	5.487	32	5.455
Deudores comerciales vencidos:				
- 1-30 días	7,2%	554	40	514
- 31-60 días	16,2%	154	25	129
- 61-90 días	26,4%	110	29	81
- 91-120 días	36,6%	71	26	45
- 121-150 días	43,1%	58	25	33
- 151-180 días	100,0%	79	79	-
- más de 180 días (*credit impaired*)	100,0%	1.468	1.468	-
Total deudores comerciales		**7.981**	**1.724**	**6.257**
Otros créditos				
Otros créditos no vencidos	2,2%	274	6	268
Otros créditos vencidos:				
- 1-30 días	-	3	-	3
- 31-60 días	-	1	-	1
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	-	-	-
- más de 180 días (*credit impaired*)	-	55	-	55
Total otros créditos		**333**	**6**	**327**
TOTAL		**8.477**	**1.732**	**6.745**

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se manifiesta como una incertidumbre en cuanto a la capacidad del Grupo de respetar sus obligaciones asociadas a pasivos financieros regulados a través de la tesorería u otros activos financieros.

Enel gestiona el riesgo de liquidez aplicando medidas oportunas destinadas a garantizar un nivel adecuado de recursos financieros líquidos, minimizando el coste de oportunidad correspondiente y manteniendo una estructura de deuda equilibrada en términos de vencimientos y fuentes de financiación.

A corto plazo, el riesgo de liquidez se mitiga garantizando un nivel adecuado de recursos disponibles de modo incondicional, incluyendo las disponibilidades de tesorería y los depósitos a corto plazo, las líneas de crédito *committed* disponibles y la cartera de activos altamente líquidos.

A largo plazo, el riesgo de liquidez se mitiga garantizando un perfil equilibrado de vencimientos de la deuda y el acceso a diferentes fuentes de financiación en términos de mercados, valores y contrapartes.

La atenuación del riesgo de liquidez permite al Grupo mantener un perfil de calificación crediticia que garantiza el acceso al mercado de capitales y limita el coste de las fuentes de financiación, con los efectos positivos consiguientes en su situación económica, patrimonial y financiera.

El Grupo tiene a su disposición las siguientes líneas de crédito y papeles comerciales no utilizados.

Millones de euros	a 31.12.2021		a 31.12.2020	
	Con vencimiento dentro de un año	Con vencimiento dentro de más de un año	Con vencimiento dentro de un año	Con vencimiento dentro de más de un año
Líneas de crédito *committed*	438	14.822	4.028	14.531
Líneas de crédito *uncommitted*	888	-	802	-
Papel comercial	3.709	-	7.591	-
Total	**5.035**	**14.822**	**12.421**	**14.531**

Análisis de los vencimientos

La tabla siguiente resume el perfil temporal del plan de reembolsos de la deuda a largo plazo del Grupo.

Millones de euros

A 31.12.2021	Cuota con vencimiento en el						
	Menos de tres meses	Entre tres meses y un año	2023	2024	2025	2026	Más allá
Obligaciones:							
- a tipo fijo cotizadas	59	2.060	2.078	4.691	2.150	3.782	12.593
- a tipo variable cotizadas	128	306	466	357	298	191	811
- a tipo fijo no cotizadas	50	-	-	1.320	-	1.094	8.743
- a tipo variable no cotizadas	-	97	97	97	97	97	137
Total obligaciones	**237**	**2.463**	**2.641**	**6.465**	**2.545**	**5.164**	**22.284**
Financiaciones bancarias:							
- tipo fijo	65	173	206	945	197	334	485
- tipo variable	96	655	756	1.261	1.072	2.313	3.956
- uso líneas de crédito *revolving*	-	-	50	-	4	1.000	-
Total financiaciones bancarias	**161**	**828**	**1.012**	**2.206**	**1.273**	**3.647**	**4.441**
Arrendamiento:							
- tipo fijo	67	175	213	166	151	147	1.558
- tipo variable	4	13	15	13	13	9	3
Total arrendamiento	**71**	**188**	**228**	**179**	**164**	**156**	**1.561**
Otras financiaciones no bancarias(1):							
- tipo fijo	11	58	73	80	66	74	233
- tipo variable	3	11	-	120	5	1	2
Total otras financiaciones no bancarias	**14**	**69**	**73**	**200**	**71**	**75**	**235**
TOTAL	**483**	**3.548**	**3.954**	**9.050**	**4.053**	**9.042**	**28.521**

(1) Incluye "Otros pasivos financieros no corrientes" que figuran en "Otros pasivos financieros no corrientes" en el estado de situación financiera.

Compromisos para la compra de las *commodities*

En el marco de su actividad, el Grupo Enel ha concluido contratos para la compra de una cantidad específica de *commodities* en una fecha futura determinada pero con las características de uso propio, para poder beneficiarse de la denominada "own use exemption" prevista en la NIIF 9.

La tabla siguiente presenta el análisis de los flujos de efectivo no actualizados en relación con los compromisos *outstanding* a 31 de diciembre del 2021.

Millones de euros	a 31.12.2021	2022-2025	2026-2030	2031-2035	Más allá
Compromisos para la compra de *commodities*:					
- energía eléctrica	71.244	22.916	16.201	13.932	18.195
- combustibles	58.042	11.542	34.027	8.038	4.435
Total	**129.286**	**34.458**	**50.228**	**21.970**	**22.630**

48. Compensación de los activos y pasivos financieros

Se hace constar que a 31 de diciembre del 2021 no hay posiciones compensadas entre los activos y los pasivos inscritos en el balance, dado que la política adoptada por el Grupo Enel no prevé la regulación neta de los activos y pasivos financieros.

49. Derivados y contabilidad de cobertura

Las tablas siguientes exponen el valor teórico y el valor razonable de los derivados activos y pasivos, calificados de instrumentos de cobertura o evaluados al FVTPL, clasificados en base al tipo de relación de cobertura y de riesgo cubierto y subdivididos en corrientes y no corrientes.

El valor teórico de un contrato derivado es el importe en base al cual los flujos de efectivo se intercambian. Dicho importe puede expresarse en términos de valor monetario o en términos de cantidad (como, por ejemplo, toneladas convertidas en euros multiplicando el valor teórico por el precio fijado). Los importes denominados en divisas diferentes del euro son convertidos en euros aplicando los tipos de cambio oficiales del final de período proporcionados por World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millones de euros	No corrientes				Corrientes			
	Teórico		Valor razonable		Teórico		Valor razonable	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
DERIVADOS ACTIVOS								
Derivados de *fair value hedge*:								
- tipos	139	138	19	22	-	-	-	-
- cambios	672	639	42	28	-	79	-	28
Total	**811**	**777**	**61**	**50**	**-**	**79**	**-**	**28**
Derivados de *cash flow hedge*:								
- tipos	404	161	19	21	-	-	-	-
- cambios	14.980	5.061	1.356	685	2.690	698	104	51
- *commodity*	2.693	2.541	1.059	428	3.469	2.165	3.023	627
Total	**18.077**	**7.763**	**2.434**	**1.134**	**6.159**	**2.863**	**3.127**	**678**
Derivados de *trading*:								
- tipos	-	50	-	2	50	-	1	-
- cambios	26	71	-	4	2.154	3.430	23	79
- *commodity*	1.147	379	277	46	48.304	21.424	19.640	2.686
Total	**1.173**	**500**	**277**	**52**	**50.508**	**24.854**	**19.664**	**2.765**
TOTAL DERIVADOS ACTIVOS	**20.061**	**9.040**	**2.772**	**1.236**	**56.667**	**27.796**	**22.791**	**3.471**

Millones de euros	No corrientes				Corrientes			
	Teórico		Valor razonable		Teórico		Valor razonable	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
DERIVADOS PASIVOS								
Derivados de *fair value hedge*:								
- tipos	660	-	5	-	-	-	-	-
- cambios	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**660**	**-**	**5**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivados de *cash flow hedge*:								
- tipos	6.807	7.201	620	938	653	122	9	2
- cambios	7.224	16.310	1.244	2.491	1.892	3.766	49	263
- *commodity*	3.312	1.535	1.301	148	2.067	1.466	4.853	379
Total	**17.343**	**25.046**	**3.165**	**3.577**	**4.612**	**5.354**	**4.911**	**644**
Derivados de *trading*:								
- tipos	-	50	-	4	150	100	73	88
- cambios	73	28	2	3	3.555	984	60	41
- *commodity*	884	89	167	22	41.595	20.910	19.563	2.758
Total	**957**	**167**	**169**	**29**	**45.300**	**21.994**	**19.696**	**2.887**
TOTAL DERIVADOS PASIVOS	**18.960**	**25.213**	**3.339**	**3.606**	**49.912**	**27.348**	**24.607**	**3.531**

49.1 Derivados designados como instrumentos de cobertura

Los contratos derivados se contabilizan inicialmente al valor razonable, en la fecha de negociación del contrato, y sucesivamente se reevalúan al valor razonable. El método de contabilización de los beneficios y de las pérdidas relativos a un derivado depende de la designación del mismo como instrumento de cobertura, y en ese caso de la naturaleza del elemento cubierto.

La *hedge accounting* se aplica a los contratos que se concluyen para reducir los riesgos de tipo de interés, el riesgo de cambio y el riesgo de precio de las *commodities*, así como a las inversiones netas en gestión extranjeras cuando se respetan todos los criterios previstos en la NIIF 9.

Al inicio de la transacción, el Grupo debe documentar la relación de cobertura distinguiendo entre los instrumentos de cobertura y los elementos cubiertos, así como entre la estrategia y los objetivos de gestión de riesgos. Además, la Sociedad documenta, al principio y sucesivamente, de modo sistemático, su propia evaluación en base a la cual los instrumentos de cobertura resultan altamente eficaces para compensar las variaciones del valor razonable y de los flujos de efectivo de los elementos cubiertos.

Para las transacciones altamente probables designadas como elementos cubiertos de una relación de *cash flow hedge*, el Grupo evalúa y documenta el hecho de que dichas operaciones resultan altamente probables y presentan un riesgo de variación de los flujos financieros que tiene un impacto sobre el estado del resultado.

En relación con la naturaleza de los riesgos a los que se encuentra expuesto, el Grupo designa los derivados como instrumentos de cobertura en una de las relaciones de cobertura siguientes:

- *fair value hedge;*
- *cash flow hedge.*

Para mayores detalles sobre la naturaleza y la entidad de los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los cuales el Grupo se encuentra expuesto véase la nota 47 "Gestión de riesgos".

Para que una relación de cobertura resulte eficaz, debe satisfacer los criterios siguientes:

- existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto;
- el efecto del riesgo de crédito no prevalece sobre las variaciones de valor resultantes de la relación económica;
- el ratio de cobertura definido en el momento de la designación inicial resulta idéntico al utilizado para la gestión del riesgo (es decir, cantidad idéntica del elemento cubierto que la entidad cubre efectivamente y cantidad idéntica del instrumento de cobertura que la entidad utiliza efectivamente para cubrir el elemento cubierto).

En base a los requisitos de la NIIF 9, la existencia de una relación económica la verifica el Grupo mediante un análisis cualitativo o un cálculo cuantitativo, teniendo en cuenta las siguientes circunstancias:

- si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y del elemento cubierto es idéntico, la existencia de una relación económica se demuestra mediante un análisis cualitativo;
- al contrario, si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y del elemento cubierto no es idéntico, la existencia de una relación económica se demuestra a través de un método cuantitativo, a parte del análisis cualitativo sobre la naturaleza de la relación económica (es decir, la regresión lineal).

Para demostrar que el funcionamiento del instrumento de cobertura se corresponde con el elemento cubierto, se analizan diferentes escenarios.

Para la cobertura del riesgo de precio de las *commodities*, la existencia de una relación económica se deduce de una matriz de *ranking* que define, para cada componente posible del riesgo, un conjunto de todos los derivados estándar disponibles en el mercado clasificados en base a su eficacia en la cobertura del riesgo considerado.
Para evaluar los efectos del riesgo de crédito, el Grupo aprecia la existencia de medidas de atenuación del riesgo (constitución de garantías, *break up clause*, *master netting agreements*, etc.).

El Grupo ha establecido un ratio de cobertura de 1:1 para todas las relaciones de cobertura (incluyendo la cobertura del riesgo de precio sobre las *commodities*) para las cuales el riesgo subyacente del derivado de cobertura es idéntico al riesgo cubierto, con el fin de reducir al mínimo la ineficacia de la cobertura.

La ineficacia de la cobertura se evalúa mediante un análisis cualitativo o un cálculo cuantitativo, en función de las circunstancias:
- si los *critical terms* del elemento cubierto y del instrumento de cobertura se corresponden y no se detectan otras fuentes de ineficacia incluyendo el *credit risk adjustment* sobre el derivado de cobertura, la relación de cobertura se considera plenamente eficaz en base a un análisis cualitativo;
- si los *critical terms* del elemento cubierto y del instrumento de cobertura no se corresponden o si se detectan otras fuentes de ineficacia, la ineficacia de la cobertura se califica aplicando el método del "dollar offset" cumulativo, usando el derivado hipotético. Dicho método compara las variaciones del valor razonable del instrumento de cobertura y del derivado hipotético entre la fecha de referencia del balance y la fecha del inicio de la cobertura.

Las principales causas de ineficacia de las coberturas pueden ser las siguientes:
- *basis differences* (es decir, el valor razonable o los flujos financieros del elemento cubierto dependen de una variable diferente de la variable que causa la variación del valor razonable o de los flujos financieros en el instrumento de cobertura);
- diferencias de *timing* (es decir, el elemento cubierto y el instrumento de cobertura se verifican y regulan en fechas diferentes);
- diferencias de cantidad o de importe teórico (es decir, el elemento cubierto y el instrumento de cobertura se basan en cantidades o importes teóricos diferentes);
- otros riesgos (es decir, las variaciones del valor razonable o de los flujos financieros de un instrumento de cobertura o del elemento cubierto se encuentran asociadas a riesgos diferentes del riesgo particular objeto de la cobertura);
- riesgo de crédito (es decir, el riesgo de crédito de la contraparte impacta diversamente las variaciones del valor razonable de los instrumentos de cobertura y del elemento cubierto).

Fair value hedge
La *fair value hedge* se usa por el Grupo para cubrir las variaciones del valor razonable, de activos, pasivos o compromisos irrevocables, imputables a un riesgo particular y que podrían impactar el estado del resultado.
Las variaciones del valor razonable de derivados que se califican y designan como instrumentos de cobertura se contabilizan en el estado del resultado, coherentemente con las variaciones del valor razonable del elemento cubierto imputables al riesgo cubierto.
Si la cobertura deja de satisfacer los criterios para la aplicación de la *hedge accounting*, la adecuación del valor del elemento cubierto, para el cual se utiliza el método del tipo de interés efectivo, se amortiza en el estado del resultado durante la vida residual del elemento cubierto.

Cash flow hedge
La *cash flow hedge* se aplica con el fin de cubrir al Grupo ante la exposición al riesgo de variaciones de los flujos de efectivo esperados imputables a un riesgo específico asociado a un activo, un pasivo o una transacción prevista altamente probable que podría impactar el estado del resultado.
La cuota eficaz de las variaciones del valor razonable de los derivados, que son designados y se califican de *cash flow hedge*, se contabiliza en el patrimonio neto, entre los "otros componentes del estado del resultado integral (OCI)". El beneficio o la pérdida relativo/a a la cuota de ineficacia se contabiliza inmediatamente en el estado del resultado.
Los importes contabilizados en el patrimonio neto se incorporan en el estado del resultado en el período en el cual el elemento cubierto impacta al mismo (por ejemplo, cuando se verifica la venta esperada objeto de la cobertura).
Si el elemento cubierto conlleva la inscripción de un activo no financiero (es decir, terrenos, instalaciones o inventarios, etc.) o de un pasivo no financiero, o de una transacción prevista altamente probable objeto de cobertura relativa a un activo o a un pasivo no financiero se transforma en un compromiso irrevocable al que se aplica la *fair value hedge*, el importe acumulado en el patrimonio neto (es decir, la reserva *cash flow*) se revierte y se incluye en el valor inicial (es decir, el coste u otro valor contable) del activo o del pasivo cubierto (es decir, el "basis adjustment").
Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o cuando la cobertura deja de respetar los criterios para la aplicación de la *hedge accounting*, los beneficios y las pérdidas acumulados en el patrimonio neto hasta ese momento quedan suspendidos en el patrimonio neto y se contabilizan en el estado del resultado cuando la transacción se contabiliza definitivamente en el mismo. Cuando una transacción prevista deja de considerarse probable, los beneficios o pérdidas contabilizados en el patrimonio neto se pasan inmediatamente al estado del resultado.

Para las relaciones de cobertura que utilizan el *forward* como instrumento de cobertura, en las cuales solamente la variación del valor del elemento *spot* se designa como instrumento de cobertura, la contabilización de los puntos *forward* (en el estado del resultado en lugar de en OCI) se define individualmente. El Grupo aplica ese enfoque para la cobertura del riesgo de cambio sobre las inversiones de las sociedades que operan en el sector de las energías renovables.

Al contrario, en las relaciones de cobertura que utilizan el *cross currency interest rate swap* como instrumento de cobertura, el Grupo separa los *basis spread* de la divisa extranjera, en la designación del derivado, y contabiliza en el estado del resultado integral (OCI) como costes de *hedging*.

Por lo que se refiere, en particular, a las coberturas de *cash flow hedge* del riesgo de precio de las *commodities*, para mejorar la coherencia de las mismas con respecto a la estrategia de gestión de riesgos, el Grupo Enel aplica un enfoque dinámico de *hedge accounting* basado en requisitos particulares de liquidez (es decir, un *Liquidity Based Approach*).

Dicho enfoque exige designar las coberturas mediante el uso de los derivados más líquidos del mercado y remplazarlos por otros, más eficaces en la cobertura del riesgo del que se trate.

Coherentemente con la estrategia de gestión de riesgos, el *Liquidity Based Approach* permite el *roll-over* de un derivado a través de la sustitución del mismo por un nuevo derivado, no solo en caso de vencimiento, sino también durante el transcurso de la relación de cobertura, si y solamente el nuevo derivado respeta los dos requisitos siguientes:

- representa una *best proxy* con respecto al antiguo derivado, en términos de *ranking*; y
- respeta los requisitos particulares de liquidez.

La satisfacción de dichos requisitos se controla trimestralmente.

En la fecha del *roll-over*, la relación de cobertura no cesa. Por tanto, a partir de dicha fecha, las variaciones del valor razonable eficaces del nuevo derivado deben contabilizarse en compensación en el patrimonio neto (es decir, en la reserva de *cash flow hedge*), mientras que las variaciones del valor razonable del derivado antiguo deben contabilizarse en el estado del resultado.

Reforma de los índices de referencia para la determinación de los tipos de interés – "reforma IBOR"

Resumen

Los índices de referencia basados en los mercados interbancarios (*Interbank Offered Rates*, "IBORs") representan tipos de referencia con los cuales los bancos pueden tomar prestados fondos en el mercado interbancario sobre una base no garantizada, durante un período determinado que va del *overnight* a los 12 meses, en un divisa determinada.

Durante los últimos años, se han dado varios casos de manipulación de dichos tipos por parte de los bancos que contribuyen a su cálculo, y por esta razón las entidades reguladoras del mundo entero han iniciado una reforma fundamental de los índices de referencia para determinar los tipos de interés, que incluye la sustitución de varios índices de referencia por tipos de referencia alternativos desprovistos de riesgo ("reforma IBOR").

La principal exposición del Grupo se basa en Euribor, USD LIBOR y GBP LIBOR.

El Euribor sigue siendo considerado conforme al *European Benchmarks Regulation* (BMR), lo cual permite a los participantes en el mercado seguir utilizándolo tanto para los contratos existentes como para los nuevos.

De conformidad con las publicaciones más recientes sobre este tema por parte de las mayores entidades reguladoras:

- los índices USD LIBOR 1 mes, 3 meses y 6 meses dejarán de ser representativos a partir del 30 de junio del 2023 y el tipo de referencia alternativo será el *Secured Overnight Financing Rate* (SOFR);
- los índices GBP LIBOR 1 mes, 3 meses y 6 meses dejarán de ser representativos a partir del 31 de diciembre del 2021 y el tipo de referencia alternativo será el *Sterling Overnight Index Average* (SONIA).

Como consecuencia de la reforma IBOR se han previsto varias derogaciones temporales con respecto a las reglas de cobertura para aplicar las modificaciones de la NIIF 9 emitidas en septiembre del 2019 (fase 1) y agosto del 2020 (fase 2) para abordar, respectivamente:

- temáticas previas a la sustitución que impactan la información financiera en el período que precede a la sustitución de un índice de referencia para la determinación de los tipos de interés existente con un tipo alternativo prácticamente desprovisto de riesgo (fase 1); y
- temáticas posteriores a la sustitución susceptibles de impactar la información financiera cuando un índice de referencia para la determinación de los tipos de interés existente es reformado o sustituido y por tanto, cuanto ya no existe la incertidumbre inicial, pero los contratos y las relaciones de cobertura deben ser actualizados para reflejar los nuevos tipos de referencia (fase 2).

Impacto de la reforma IBOR sobre el Grupo

En un contexto de incertidumbre por lo que se refiera a la transición IBOR en los diferentes países, el Grupo ha definido un perímetro global, en términos de número y de valor nominal, de los contratos impactados por la reforma.

Por otra parte, se ha procedido ya a varias modificaciones contractuales en los contratos precedentemente indexados con el GBP LIBOR, y se harán otras durante el período 2022-2023, en base a la evolución de la reforma IBOR y de las mejores prácticas del mercado.

Deudas y derivados

El Grupo detiene deuda a tipo variable principalmente indexada al Euribor y al USD LIBOR, enteramente cubierta a través de instrumentos financieros derivados destinados a gestionar el riesgo.

En la fecha de referencia del balance, el Grupo no ha planificado acciones con respecto al Euribor, dado que, como se ha

expuesto más arriba, dicho índice ha sido totalmente reformado para respetar el *European Union Benchmarks Regulation*. A pesar de la continuidad por lo que al Euribor se refiere, se podrían precisar cláusulas de sustitución y se podrían, así pues, implementar por el Grupo en los nuevos contratos de función de la evolución de las mejores prácticas del mercado.
Durante el 2021 el Grupo ha concluido nuevos préstamos en dólares estadounidenses indexados al SOFR y ha modificado de modo proactivo la exposición existente en los derivados, pasando del GPB LIBOR al SONIA. El principal objetivo de los próximos meses consistirá en modificar las exposiciones existentes del USD LIBOR al USD SOFR y la manera de utilizar los nuevos tipos alternativos prácticamente desprovistos de riesgo para las nuevas transacciones financieras.
Los instrumentos derivados del Grupo se gestionan mediante contratos principalmente basados en acuerdos marco definidos por la ISDA (International Swaps and Derivatives Association).
La ISDA ha revisado sus contratos estandardizados a la luz de la reforma IBOR y ha modificado las opciones relativas a los tipos variables en las definiciones de la ISDA del 2006, para incluir cláusulas de sustitución aplicables a la eliminación permanente de índices específicos de referencia clave. Dichas modificaciones entraron en vigor el 25 de enero del 2021. Las transacciones incorporadas en las definiciones ISDA del 2006, que entraron en vigor el 25 de enero del 2021, o con posterioridad, incluyen las opciones relativas a los tipos variables rectificados (por ejemplo, la opción relativa al tipo variable con la cláusulas de sustitución), mientras que las otras transacciones concluidas antes de dicha fecha (los "contratos derivados precedentes") siguen basándose en las definiciones ISDA del 2006.
Por este motivo, la ISDA ha publicado un protocolo IBOR de sustitución para facilitar las modificaciones multilaterales con vistas a incluir las definiciones rectificadas.
El Grupo se está planteando: (i) adherir o no a dicho protocolo, en base a su exposición y a la evolución de la reforma IBOR, o (ii) rectificar por anticipado los contratos impactados bilateralmente por la reforma.

Relaciones de cobertura

En la fecha de referencia del balance, los elementos cubiertos y los instrumento de cobertura son principalmente indexados al Euribor, USD LIBOR y GBP SONIA.
El Grupo ha evaluado el impacto de la incertidumbre debida a la reforma IBOR sobra las relaciones de cobertura al 31 de diciembre del 2021 con referencia tanto a los instrumentos de cobertura como a los elementos cubiertos. Tanto los elementos cubiertos como los instrumentos de cobertura cambiarán de parametrización, pasando de índices de referencia basados en los mercados interbancarios (IBOR) a tipos sustitutivos de referencia prácticamente desprovistos de riesgo (RFR) como resultado de las modificaciones contractuales que se aplicarán durante los próximos años.
En particular, sigue existiendo actualmente incertidumbre sobre la manera en la cual podrá producirse la sustitución referente tanto a los instrumentos de cobertura que a los elementos cubiertos indexados al USD LIBOR. El Grupo gestiona la incertidumbre relativa a dichas relaciones de cobertura siguiendo aplicando las derogaciones temporales previstas en las modificaciones de la NIIF 9 emitidas en septiembre del 2019 (fase 1). Se ha decidido, por tanto, que los índices de referencia para la determinación de los tipos de interés en los que se basan los flujos de efectivo de los elementos cubiertos o de los instrumentos de cobertura no se modificarán como consecuencia de la reforma IBOR. La derogación ha sido aplicada relativamente a los siguientes requisitos de las relaciones de cobertura:

- determinar si una transacción esperada es altamente probable;
- establecer si los flujos de efectivo futuros cubiertos se plasmarán en una relación de cobertura de tipo *cash flow hedge*;
- evaluar la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Las relaciones de cobertura impactadas podrían incurrir una ineficacia atribuible a diferentes sustituciones de índices de referencia existentes con tipos de referencia alternativos prácticamente desprovistos de riesgo. En todos los casos, el Grupo se esforzará en implementar las sustituciones en el mismo momento.
Por otra parte, el Grupo ha modificado la referencia al GBP LIBOR en sus instrumentos de cobertura sobre los tipos de interés utilizados en las relaciones de cobertura de tipo *cash flow hedge* con el nuevo, económicamente equivalente, índice de referencia SONIA a finales del 2021; por tanto, ya no existe incertidumbre por lo que se refiere al momento en el cual la sustitución podrá tener lugar, por lo que se refiere tanto a los elementos cubiertos como a los instrumentos de cobertura. Por consiguiente, el Grupo ya no aplica a estas relaciones de cobertura las modificaciones de la NIIF 9 emitidas en septiembre del 2019 (fase 1) y, por tanto, ha empezado a aplicar las modificaciones de la NIIF 9 emitidas en agosto del 2020 (fase 2), modificando la designación formal de la relación de cobertura como exige la reforma IBOR y sin considerar dicho evento como un cese de la relación de cobertura.
Por otra parte, para las relaciones de cobertura de tipo *cash flow hedge*, al modificar la descripción del elemento cubierto en la relación de cobertura, los importes acumulados en la reserva de *cash flow hedge* se han considerado en base al índice de referencia alternativo sobre el cual se han determinados los futuros flujos de efectivo cubiertos.
La siguiente tabla presenta en detalle los valores teóricos de los instrumentos de cobertura para los cuales las modificaciones de la NIIF 9, tanto de fase 1 como de fase 2, han sido aplicadas a 31 de diciembre del 2021, subdivididos por índice de referencia alternativo para la determinación del tipo de interés.

Millones de euros	Valor teórico	
	a 31.12.2021	
Instrumentos de cobertura[1]	**Fase 1**	**Fase 2**
USD LIBOR/SOFR	1.315	-
GBP LIBOR/SONIA	-	1.309
Total	**1.315**	**1.309**

(1) Dado que las relaciones de cobertura arriba mencionadas se consideran altamente eficaces, los importes especificados en la tabla como "instrumentos de cobertura" *de facto* representan los importes equivalentes de los elementos cubiertos correspondientes.

Contratos que no han sido aún modificados incluyendo aquellos que contienen cláusulas de sustitución específicas

El Grupo monitoriza la evolución de la transición de los antiguos índices de referencia para la determinación de los tipos de interés hacia los nuevos, revisando los importes totales de los contratos que aún no se han indexado con los nuevos tipos de referencia y los importes de los contratos, entre los mismos, que ya incluyen cláusulas de sustitución específicas. El Grupo considera que un contrato aún no ha transitado a un tipo de referencia alternativo cuando el tipo de interés del contrato está indexado con un índice de referencia para la determinación de los tipos de interés aún sujeto a la reforma IBOR y, por tanto, cuando existen aún incertidumbres por lo que se refiere al momento y a las modalidades de la sustitución con el nuevo tipo de referencia.

49.1.1 Relaciones de cobertura por tipo de riesgo cubierto

Riesgo de tipo de interés

La tabla siguiente expone el valor teórico y el tipo de interés medio de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de tipo de interés de las transacciones existentes a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020 distinguiendo por vencimiento.

Millones de euros	Vencimiento						
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Más allá**	**Total**
A 31.12.2021							
Interest rate swap							
Total valor teórico	653	169	729	582	942	5.588	8.663
Valor teórico relativo a IRS en EUR	128	169	639	582	729	4.582	6.829
Tipo de interés medio IRS en EUR	5,0651	4,2791	0,8596	1,9099	2,2703	1,6826	
Valor teórico relativo a IRS en USD	353	-	44	-	-	674	1.071
Tipo de interés medio IRS en USD	3,5227		0,6950			2,4672	

Millones de euros	Vencimiento						
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Más allá**	**Total**
A 31.12.2020							
Interest rate swap							
Total valor teórico	122	461	178	155	591	6.115	7.622
Valor teórico relativo a IRS en EUR	-	135	178	155	591	5.295	6.354
Tipo de interés medio IRS en EUR		5,0139	4,1593	4,4380	1,9058	1,8321	
Valor teórico relativo a IRS en USD	122	326	-	-	-	639	1.087
Tipo de interés medio IRS en USD	2,0350	3,5227				2,4648	

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de tipo de interés de las transacciones existentes a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020, subdivididos por elemento cubierto.

Millones de euros		Valor razonable		Teórico	Valor razonable		Teórico
		Activos	**Pasivos**		**Activos**	**Pasivos**	
Instrumento de cobertura	**Elemento cubierto**	**a 31.12.2021**			**a 31.12.2020**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Financiaciones/Obligaciones a tipo variable	13	(1)	241	15	-	126
Interest rate swap	Financiaciones/Obligaciones a tipo fijo	6	(4)	558	7	-	12
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obligaciones a tipo variable	-	(167)	1.190	-	(232)	1.190
Interest rate swap	Créditos financieros a tipo variable	13	(1)	164	21	-	161
Interest rate swap	Financiaciones a tipo variable	6	(461)	6.510	-	(708)	6.133
Total		**38**	**(634)**	**8.663**	**43**	**(940)**	**7.622**

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los derivados de cobertura sobre el riesgo de tipo de interés a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020, subdivididos por tipo de relación de cobertura.

Millones de euros	Teórico		Valor razonable activos		Teórico		Valor razonable pasivos	
Derivados	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**
Fair value hedge								
Interest rate swap	139	138	19	22	660	-	(5)	-
Total	**139**	**138**	**19**	**22**	**660**	**-**	**(5)**	**-**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	404	161	19	21	7.460	7.323	(629)	(940)
Total	**404**	**161**	**19**	**21**	**7.460**	**7.323**	**(629)**	**(940)**
TOTAL DERIVADOS SOBRE EL TIPO DE INTERÉS	**543**	**299**	**38**	**43**	**8.120**	**7.323**	**(634)**	**(940)**

El valor teórico global de los contratos derivados clasificados como instrumentos de cobertura resulta ser, a 31 de diciembre del 2021, igual a 8.663 millones de euros y el valor razonable negativo correspondiente a 596 millones de euros.

Con respecto al 31 de diciembre del 2020 el valor teórico evidencia un incremento de 1.041 millones de euros, consiguiente principalmente:

- al vencimiento natural del *interest rate swap* por 122 millones de euros;
- a la consolidación de sociedades australianas que detienen instrumentos *interest rate swap* por un importe de 340 millones de euros;
- a nuevos *interest rate swap* por 952 millones de euros.

Por otra parte, el valor sufre el impacto de la reducción del teóricos de los *interest rate swap* de tipo *amortizing* por un importe de 129 millones de euros.

La mejora del valor razonable, de 301 millones de euros, se debe, principalmente, a la evolución de la curva de los tipos de interés.

Derivados de *fair value hedge*

La tabla siguiente expone las ganancias y las pérdidas netas contabilizadas en el estado del resultado, relativas a los derivados de *fair value hedge* y al elemento cubierto atribuibles al riesgo de tipo de interés tanto para el 2021 como para el ejercicio precedente.

Millones de euros	2021	2020
	Ganancias/(Pérdidas) netas	**Ganancias/(Pérdidas) netas**
Instrumentos de cobertura sobre los tipos de interés	(11)	15
Elemento cubierto	(8)	(14)
Ineficacia	**(19)**	**1**

La tabla siguiente expone el impacto de los derivados de *fair value hedge* sobre el tipo de interés en el estado di situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor teórico	**Valor contable**	**Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período**	**Valor teórico**	**Valor contable**	**Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período**
Interest rate swap	799	14	14	138	22	22

La tabla siguiente expone el impacto del elemento cubierto de las relaciones de *fair value hedge* sobre el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor contable	Ajuste acumulado del valor razonable del elemento cubierto	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor contable	Ajuste acumulado del valor razonable del elemento cubierto	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período
Financiaciones a tipo fijo	518	6	(5)	20	7	(7)
Financiaciones a tipo variable	306	(11)	9	146	15	(15)
Total	**824**	**(5)**	**4**	**166**	**22**	**(22)**

Derivados de *cash flow hedge*

En la tabla siguiente se indican los flujos de efectivo esperados en los ejercicios futuros relativos a derivados de *cash flow hedge* sobre el riesgo de tipo de interés.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de los flujos de efectivo esperados					
	a 31.12.2021	2022	2023	2024	2025	2026	Más allá
Derivados de *cash flow hedge* sobre el tipo de interés							
Derivados activos (valor razonable positivo)	19	3	2	1	3	3	5
Derivados pasivos (valor razonable negativo)	(629)	(139)	(121)	(96)	(78)	(66)	(163)

La tabla siguiente expone el impacto de los derivados de *cash flow hedge* sobre el tipo de interés en el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor teórico	Valor contable	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor teórico	Valor contable	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período
Interest rate swap	7.864	(610)	(610)	7.484	(919)	(919)

La tabla siguiente expone el impacto del elemento cubierto de las relaciones de *cash flow hedge* sobre el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021					a 31.12.2020				
	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor razonable de los derivados a P&L en la fecha de la designación en CFH	Reserva *cash flow hedge*	Reserva costes de *hedging*	Cuota ineficaz del valor contable de los derivados de CFH	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor razonable de los derivados a P&L en la fecha de la designación en CFH	Reserva *cash flow hedge*	Reserva costes de *hedging*	Cuota ineficaz del valor contable de los derivados de CFH
Obligaciones a tipo variable	167	-	(167)	-	-	232	-	(232)	-	-
Créditos financieros a tipo variable	(12)	-	12	-	-	(21)	-	21	-	-
Financiaciones a tipo variable	417	(32)	(417)	-	(6)	653	(44)	(653)	-	(11)
Total	**572**	**(32)**	**(572)**	**-**	**(6)**	**864**	**(44)**	**(864)**	**-**	**(11)**

Riesgo de tipo de cambio

La tabla siguiente muestra el perfil de vencimiento del valor teórico y relativo tipo de cambio medio contractual de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de tipo de cambio de las transacciones existentes a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	Vencimiento						
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Más allá**	**Total**
A 31.12.2021							
***Cross currency interest rate swap* (CCIRS)**							
Total valor teórico CCIRS	258	1.574	4.638	1.002	1.153	12.814	21.439
Valor teórico CCIRS EUR/USD	-	1.104	2.158	661	1.104	8.632	13.659
Tipo de cambio contractual medio EUR/USD		1,3350	1,1345	1,1742	1,1790	1,2094	
Valor teórico CCIRS EUR/GBP	-	-	1.012	-	-	3.678	4.690
Tipo de cambio contractual medio EUR/GBP			0,8765			0,8241	
Valor teórico CCIRS EUR/CHF	-	-	218	-	-	126	344
Tipo de cambio contractual medio EUR/CHF			1,0642			1,2100	
Valor teórico CCIRS USD/BRL	98	132	295	155	49	244	973
Tipo de cambio contractual medio USD/BRL	4,8123	5,2217	5,5483	5,2921	5,3875	3,5655	
Valor teórico CCIRS EUR/BRL	160	339	402	79	-	77	1.057
Tipo de cambio contractual medio EUR/BRL	6,4122	6,4379	6,2482	6,7126		3,9197	
Currency forward							
Total valor teórico *forward*	4.324	1.320	371	4	-	-	6.019
Valor teórico - *currency forward* EUR/USD	3.064	1.268	371	4	-	-	4.707
Tipo de cambio contractual medio *forward* - EUR/USD	1,1600	1,1900	1,1800	1,1800			
Valor teórico - *currency forward* USD/BRL	311	-	-	-	-	-	311
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/BRL	5,6500						
Valor teórico - *currency forward* USD/COP	284	-	-	-	-	-	284
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/COP	3.964						
Valor teórico - *currency forward* USD/CLP	145	-	-	-	-	-	145
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/CLP	818,9400						
Valor teórico - *currency forward* USD/CAD	107	-	-	-	-	-	107
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/CAD	1,2400						

Millones de euros	Vencimiento						
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Más allá**	**Total**
A 31.12.2020							
***Cross currency interest rate swap* (CCIRS)**							
Total valor teórico CCIRS	859	1.702	3.120	3.088	1.336	10.882	20.987
Valor teórico CCIRS EUR/USD	185	1.630	2.038	1.223	1.223	6.928	13.227
Tipo de cambio contractual medio EUR/USD	1,1348	1,1213	1,2493	1,1039	1,1593	1,2397	
Valor teórico CCIRS EUR/GBP	278	-	-	946	-	3.443	4.667
Tipo de cambio contractual medio EUR/GBP	0,8248			0,8765		0,7876	
Valor teórico CCIRS EUR/CHF	-	-	-	208	-	120	328
Tipo de cambio contractual medio EUR/CHF				1,0642		0,9040	
Valor teórico CCIRS USD/BRL	395	71	64	-	-	244	774
Tipo de cambio contractual medio USD/BRL	4,3935	4,1779	5,1967			3,4489	
Currency forward							
Total valor teórico *forward*	3.684	1.871	12	-	-	-	5.567
Valor teórico - *currency forward* EUR/USD	2.671	1.786	12	-	-	-	4.469
Tipo de cambio contractual medio *forward* - EUR/USD	1,1473	1,1535	1,1976				
Valor teórico - *currency forward* USD/BRL	379	37	-	-	-	-	416
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/BRL	5,2226	5,4405					
Valor teórico - *currency forward* USD/COP	187	-	-	-	-	-	187
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/COP	3.782						
Valor teórico - *currency forward* USD/CLP	121	-	-	-	-	-	121
Tipo de cambio contractual medio *forward* - USD/CLP	716,8847						
Valor teórico - *currency forward* EUR/RUB	100	-	-	-	-	-	100
Tipo de cambio contractual medio *forward* - EUR/RUB	91,8464						

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de tipo de cambio de las transacciones existentes a 31 de diciembre de 2021 y a 31 de diciembre del 2020, subdivididos por elemento cubierto.

Millones de euros		Valor razonable		Teórico	Valor razonable		Teórico
Instrumento de cobertura	**Elemento cubierto**	**Activos**	**Pasivos**		**Activos**	**Pasivos**	
		a 31.12.2021			**a 31.12.2020**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Financiaciones/Obligaciones en divisa extranjera a tipo fijo	12	-	595	28	-	639
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Financiaciones en divisa extranjera a tipo variable	30	-	77	28	-	79
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Financiaciones/Créditos en divisa extranjera a tipo variable	88	(19)	953	67	(15)	579
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Financiaciones en divisa extranjera a tipo fijo	43	(58)	2.553	50	-	484
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obligaciones en divisa extranjera a tipo variable	37	-	344	12	-	356
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obligaciones en divisa extranjera a tipo fijo	1.159	(1.095)	16.601	588	(2.374)	18.499
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flujos de efectivo futuros en divisa	-	(75)	316	7	(4)	351
Currency forwards	Flujos de efectivo futuros en divisa	7	(3)	378	3	(12)	574
Currency forwards	Compras futuras de *commodities* en divisa	106	(36)	4.802	5	(309)	4.167
Currency forwards	Compras de activos de inversión y otros en divisa	20	(7)	839	4	(40)	825
Total		**1.502**	**(1.293)**	**27.458**	**792**	**(2.754)**	**26.553**

Para las relaciones de cobertura en *cash flow hedge* y *fair value hedge* aparecen:

- contratos CCIRS de un importe teórico de 19.749 millones de euros destinados a la cobertura del riesgo de cambio asociado al endeudamiento a tipo fijo asumido en una divisa diferente del euro y un valor razonable positivo de 61 millones de euros;
- contratos CCIRS con un importe teórico de 1.690 millones de euros, destinados a la cobertura del riesgo de cambio asociado al endeudamiento a tipo variable contraído en divisa y un valor razonable positivo de 61 millones de euros;
- contratos *currency forward* con un importe teórico global de 5.180 millones de euros, utilizados para cubrir el riesgo de cambio asociado a las actividades de compra de gas natural y combustibles, y a los flujos esperados en divisas diferentes del euro con un valor razonable positivo de 74 millones de euros;
- contratos *currency forward* con un importe teórico global de 839 millones de euros y un valor razonable positivo de 13 millones de euros, relativos a operaciones en derivados OTC destinadas a atenuar el riesgo de tipo de cambio relativo a los flujos esperados en divisas diferentes de la moneda contable asociados a la adquisición de activos de inversión en el sector de las energías renovables y de las infraestructuras y redes (contadores digitales de última generación), a los gastos de explotación de la prestación de servicios *cloud* y a los ingresos derivados de la venta de energía renovable.

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los derivados de cobertura del riesgo de cambio a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020, subdivididos por tipo de relación de cobertura.

Millones de euros	Teórico		Valor razonable activos		Teórico		Valor razonable pasivos	
Derivados	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**	**a 31.12.2021**	**a 31.12.2020**
Fair value hedge								
CCIRS	672	718	42	56	-	-	-	-
Total	**672**	**718**	**42**	**56**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge								
Currency forwards	4.117	476	133	12	1.902	5.090	(46)	(361)
CCIRS	13.553	5.582	1.327	724	7.214	14.687	(1.247)	(2.393)
Total	**17.670**	**6.058**	**1.460**	**736**	**9.116**	**19.777**	**(1.293)**	**(2.754)**
TOTAL DERIVADOS SOBRE EL TIPO DE CAMBIO	**18.342**	**6.776**	**1.502**	**792**	**9.116**	**19.777**	**(1.293)**	**(2.754)**

El valor teórico de los CCIRS a 31 de diciembre del 2021, de 21.439 millones de euros (20.987 millones de euros a 31 de diciembre del 2020), muestra un incremento de 452 millones de euros. En particular, se observa que han vencido cross *currency interest rate swap* por un valor global de 859 millones de euros frente a nuevos derivados por un contravalor global de 6.470 millones de euros, de los cuales 3.532 millones de euros frente a las nuevas emisiones de valores de renta fija en dólares estadounidenses que han tenido lugar en el mes de julio del 2021. Por otra parte, tras las recompras anticipadas de obligaciones convencionales en dólares estadounidenses, efectuadas por Enel Finance International durante el transcurso del año, se observa el cierre anticipado de cross *currency interest rate swap* por un importe de 5.909 millones de euros. El valor se ve afectado, finalmente, por la evolución del cambio del euro con respecto a las principales divisas y el efecto de las cuotas de amortización que han determinado un incremento del valor teórico de 750 millones de euros.

El valor teórico de los *currency forward* a 31 de diciembre del 2021, de 6.019 millones de euros (5.566 millones de euros a 31 de diciembre del 2020), muestra un incremento de 453 millones de euros. La exposición al riesgo de cambio, en particular al dólar estadounidense, deriva principalmente de las actividades de compra de gas natural, de la adquisición de combustibles y de los flujos de efectivo relativos a las inversiones. Las variaciones del valor teórico se asocian a la explotación normal.

Derivados de *fair value hedge*

La tabla siguiente expone las ganancias y las pérdidas netas contabilizadas en el estado del resultado, relativas a las variaciones del valor razonable de los derivados de *fair value hedge* y al elemento cubierto atribuibles al riesgo de tipo de cambio, tanto para el 2021 como para el ejercicio precedente.

Millones de euros	2021	2020
	Ganancias/(Pérdidas) netas	**Ganancias/(Pérdidas) netas**
Instrumentos de cobertura sobre los tipos de cambio	1	44
Elemento cubierto	(2)	(51)
Ineficacia	**(1)**	**(7)**

La tabla siguiente expone el impacto de los derivados de *fair value hedge* sobre el tipo de cambio en el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor teórico	**Valor contable**	**Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período**	**Valor teórico**	**Valor contable**	**Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período**
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	672	42	37	718	56	56

La tabla siguiente expone el impacto del elemento cubierto de las relaciones de *fair value hedge* en el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor contable	Ajuste acumulado del valor razonable del elemento cubierto	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor contable	Ajuste acumulado del valor razonable del elemento cubierto	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período
Financiaciones en divisa extranjera a tipo fijo	639	(35)	(44)	637	34	(34)
Financiaciones en divisa extranjera a tipo variable	-	-	-	79	28	(28)
Total	**639**	**(35)**	**(44)**	**716**	**62**	**(62)**

Derivados de *cash flow hedge*

En la tabla siguiente se indican los flujos de efectivo esperados en los ejercicios futuros relativos a derivados de *cash flow hedge* sobre el riesgo de tipo de cambio.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de los flujos de efectivo esperados					
	a 31.12.2021	2022	2023	2024	2025	2026	Más allá
Derivados de *cash flow hedge* sobre el tipo de cambio							
Derivados activos (valor razonable positivo)	1.460	305	407	247	180	205	1.780
Derivados pasivos (valor razonable negativo)	(1.293)	(9)	13	(66)	(49)	(27)	(256)

La tabla siguiente expone el impacto de los derivados de *cash flow hedge* sobre el tipo de cambio en el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor teórico	Valor contable	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor teórico	Valor contable	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período
Cross *currency interest rate swap* (CCIRS)	20.767	80	82	20.269	(1.669)	(1.463)
Currency forwards	6.019	87	89	5.566	(349)	(342)
Total	**26.786**	**167**	**171**	**25.835**	**(2.018)**	**(1.805)**

La tabla siguiente expone el impacto del elemento cubierto de las relaciones de *cash flow hedge* sobre el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021				a 31.12.2020			
	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	**Reserva *cash flow hedge***	**Reserva costes de *hedging***	**Cuota ineficaz del valor contable de los derivados de CFH**	**Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período**	***Reserva cash flow hedge***	**Reserva costes de *hedging***	**Cuota ineficaz del valor contable de los derivados de CFH**
Financiaciones en divisa extranjera a tipo variable	(69)	69	-	-	(52)	52	-	-
Financiaciones en divisa extranjera a tipo fijo	15	(15)	-	-	(50)	50	-	-
Obligaciones en divisa extranjera a tipo variable	(37)	37	-	-	(12)	12	-	-
Obligaciones en divisa extranjera a tipo fijo	(66)	66	(2)	-	1.580	(1.580)	(205)	-
Flujos de efectivo futuros en divisa (cubiertos con CCIRS)	75	(75)	-	-	(3)	3	-	-
Flujos de efectivo futuros en divisa (cubiertos con *forward*)	(2)	2	1	-	7	(7)	(3)	-
Compras futuras de *commodity* en divisa	(72)	72	-	-	305	(305)	-	1
Compras de activos de inversión y otros en divisa	(15)	15	(3)	-	30	(30)	(5)	(1)
Total	**(171)**	**171**	**(4)**	**-**	**1.805**	**(1.805)**	**(213)**	**-**

Riesgo de precio sobre las *commodities*

Millones de euros	Vencimiento						
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**Más allá**	**Total**
A 31.12.2021							
Commodity swap							
Valor teórico sobre la energía	124	164	168	149	146	472	1.223
Precio medio - *commodity swap* sobre la energía (€/MWh)	51,8	53,7	47,5	46,6	46,0	33,2	
Valor teórico sobre el gas	131	372	129	11	17	93	753
Precio medio - *commodity swap* sobre el gas (€/MWh)	63,8	13,7	12,1	9,4	12,0	9,6	
Valor teórico sobre el petróleo	669	244	99	-	-	-	1.012
Precio medio - *commodity swap* sobre el petróleo ($/bbl)	86,4	92,9	79,4				
Commodity forward/future							
Valor teórico sobre la energía	319	637	302	288	248	856	2.650
Precio medio - *commodity forward/future* sobre la energía (€/MWh)	29,7	43,3	20,0	19,7	18,7	16,6	
Valor teórico sobre el carbón/*shipping*	14	-	-	-	-	-	14
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el gas carbón/*shipping* ($/t)	90,8						
Valor teórico sobre el gas	3.315	1.048	5	-	-	-	4.368
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el gas (€/MWh)	15,1	18,9	18,0				
Valor teórico sobre el CO_2	476	61	-	-	-	-	537
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el CO_2 (€/t)	46,1	38,4					
Valor teórico sobre el petróleo	600	57	-	-	-	-	657
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el petróleo ($/bbl)	37,7	51,6					
Commodity option							
Valor teórico sobre la energía	10	21	21	21	21	134	228
Precio medio - *commodity option* sobre la energía (€/MWh)	26,3	29,3	29,9	29,8	29,8	32,6	
Valor teórico sobre el gas	99	-	-	-	-	-	99
Precio medio - *commodity option* sobre el gas (€/MWh)	50,5						

Millones de euros	Vencimiento						
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**Más allá**	**Total**
A 31.12.2020							
Commodity swap							
Valor teórico sobre la energía	78	65	64	65	53	281	606
Precio medio - *commodity swap* sobre la energía (€/MWh)	40,3	37,9	37,7	37,7	37,6	37,7	
Valor teórico sobre el carbón/*shipping*	32	2	-	-	-	-	34
Precio medio - *commodity swap* sobre el carbón/*shipping* ($/t)	51,2	57,9					
Valor teórico sobre el gas	-	-	-	-	-	-	-
Precio medio - *commodity swap* sobre el gas (€/MWh)							
Commodity forward/future							
Valor teórico sobre la energía	1.065	244	246	197	191	741	2.684
Precio medio - *commodity forward/future* sobre la energía (€/MWh)	43,2	25,0	19,1	17,9	17,4	15,2	
Valor teórico sobre el gas	1.521	973	17	20	20	108	2.659
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el gas (€/MWh)	14,3	14,9	15,2	4,9	4,9	2,5	
Valor teórico sobre el CO_2	317	134	37	-	-	-	488
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el CO_2 (€/t)	24,2	26,6	27,9				
Valor teórico sobre el petróleo	744	413	-	-	-	-	1.157
Precio medio - *commodity forward/future* sobre el petróleo ($/bbl)	45,0	44,3					
Commodity option							
Valor teórico sobre la energía	-	8	9	9	9	45	80
Precio medio - *commodity option* sobre la energía (€/MWh)		29,7	26,4	26,4	26,4	31,7	

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los instrumentos de cobertura sobre el riesgo de precio sobre las *commodities* de las transacciones existentes a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020 subdivididos por elemento cubierto.

Millones de euros	Teórico		Valor razonable activos		Teórico		Valor razonable pasivos	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Derivados								
Cash flow hedge								
Derivados sobre la energía:								
- *swap*	820	369	640	70	401	236	(263)	(56)
- *forward/future*	769	2.066	351	361	1.881	571	(598)	(16)
- opciones	229	70	49	-	-	-	(18)	-
Total derivados sobre la energía	**1.818**	**2.505**	**1.040**	**431**	**2.282**	**807**	**(879)**	**(72)**
Derivados sobre el carbón/*shipping*:								
- *swap*	-	34	-	11	-	-	-	-
- *forward/future*	14	-	3	-	-	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados sobre el carbón/ *shipping*	**14**	**34**	**3**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivados sobre el gas y el petróleo:								
- *swap*	669	-	69	-	1.095	-	(99)	-
- *forward/future*	3.094	1.674	2.557	456	1.932	2.189	(5.150)	(455)
- opciones	30	11	3	18	70	-	(26)	-
Total derivados sobre el gas y el petróleo	**3.793**	**1.685**	**2.629**	**474**	**3.097**	**2.189**	**(5.275)**	**(455)**
Derivados sobre el CO_2:								
- *swap*	-	-	-	-	-	-	-	-
- *forward/future*	537	482	410	139	-	5	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados sobre el CO_2	**537**	**482**	**410**	**139**	**-**	**5**	**-**	**-**
TOTAL DERIVADOS SOBRE LAS *COMMODITIES*	**6.162**	**4.706**	**4.082**	**1.055**	**5.379**	**3.001**	**(6.154)**	**(527)**

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los derivados de cobertura del riesgo de precio sobre las *commodities* a 31 de diciembre del 2021 y 31 de diciembre del 2020, subdivididos por tipo de relación de cobertura.

El valor razonable activo de los instrumentos financieros derivados sobre las *commodities* de *cash flow hedge* se refiere a operaciones en derivados sobre el gas y las *commodities* petrolíferas por 2.629 millones de euros, a transacciones en derivados sobre el CO_2 por 410 millones de euros, a transacciones en derivados sobre la energía por 1.040 millones de euros y, en menor medida, a coberturas sobre adquisiciones de carbón requeridas por las sociedades de generación (3 millones de euros).

Forman parte de la primera categoría, principalmente, operaciones de cobertura del riesgo de oscilación del precio del gas natural, tanto para el aprovisionamiento como para la venta, efectuadas sobre *commodities* petrolíferas y sobre productos del gas.

Forman parte de la categoría CO_2, principalmente, operaciones de cobertura destinadas a la *compliance* del Grupo Enel.

Forman parte de la categoría energía, principalmente, operaciones de *hedging* a medio/largo plazo, en particular en el perímetro de España y América del Norte.

Los derivados sobre las *commodities* de *cash flow hedge* que se incluyen en el pasivo se refieren a operaciones en derivados sobre el gas y *commodities* petrolíferas por 5.275 millones de euros (principalmente por contratos de venta en *hedging*) y a contratos derivados sobre la energía por 879 millones de euros.

Derivados de *cash flow hedge*

En la tabla siguiente se indican los flujos de efectivo esperados en los ejercicios futuros relativos a los derivados de *cash flow hedge* sobre el riesgo de precio sobre las *commodities*.

Millones de euros	Valor razonable	Distribución de los flujos de efectivo esperados					
	a 31.12.2021	2022	2023	2024	2025	2026	Más allá
Derivados de *cash flow hedge* sobre las *commodities*							
Derivados activos (valor razonable positivo)	4.082	2.960	720	122	72	45	163
Derivados pasivos (valor razonable negativo)	(6.154)	(4.892)	(858)	(126)	(84)	(58)	(136)

La tabla siguiente expone el impacto de los derivados de *cash flow hedge* sobre el precio sobre las *commodities* en el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021			a 31.12.2020		
	Valor teórico	Valor contable	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Valor teórico	Valor contable	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período
Swap sobre la energía	1.221	377	377	605	23	23
Swap sobre el carbón/*shipping*	-	-	-	34	11	11
Swap sobre el gas y el petróleo	1.764	(30)	(30)	-	-	-
Forward/future sobre la energía	2.675	(223)	(223)	2.717	375	356
Forward/future sobre el carbón/*shipping*	14	3	3	-	-	-
Forward/future sobre el gas y el petróleo	5.027	(2.592)	(2.592)	3.794	(20)	(20)
Forward/future sobre el CO_2	537	410	410	487	139	139
Option sobre la energía	204	7	7	70	-	-
Option sobre el gas y el petróleo	99	(24)	(24)	-	-	-
Total	**11.541**	**(2.072)**	**(2.072)**	**7.707**	**528**	**509**

La tabla siguiente expone el impacto del elemento cubierto de las relaciones de *cash flow hedge* sobre el estado de situación financiera a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	a 31.12.2021				a 31.12.2020			
	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Reserva *cash flow hedge*	Reserva costes de *hedging*	Cuota ineficaz del valor contable de los derivados de CFH	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia del período	Reserva *cash flow hedge*	Reserva costes de *hedging*	Cuota ineficaz del valor contable de los derivados de CFH
Transacciones *future* sobre la energía	(297)	297	-	(29)	(316)	374	-	24
Transacciones *future* de carbón/*shipping*	(3)	3	-	-	(11)	11	-	-
Transacciones *future* de gas y petróleo	2.751	(2.751)	-	(2)	20	(20)	-	-
Transacciones *future* de CO_2	(410)	410	-	-	(139)	139	-	-
Total	**2.041**	**(2.041)**	**-**	**(31)**	**(446)**	**504**	**-**	**24**

Para acabar, por lo que se refiere a los derivados de *cash flow hedge* sobre el precio de las *commodities*, se indica que durante el transcurso del 2021, la totalidad del sector *commodities* ha sido objeto de importantes oscilaciones del precio. En particular, el impacto más relevante en términos de variación de la reserva de *cash flow hedge* se ha de imputar a las transacciones *future* de gas que, entre todas, ha sido la *commodity* que ha experimentado de manera más importante dicha volatilidad.

49.2 Derivados al *fair value through profit or loss*

La tabla siguiente expone el valor teórico y el valor razonable de los derivados al FVTPL a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros	Valor teórico		Valor razonable activos		Valor teórico		Valor razonable pasivos	
	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020	a 31.12.2021	a 31.12.2020
Derivados FVTPL								
sobre el tipo de interés:								
- *interest rate swap*	50	50	1	2	100	100	(71)	(88)
- *interest rate options*	-	-	-	-	50	50	(2)	(4)
sobre el tipo de cambio:								
- *currency forwards*	2.180	3.501	23	83	3.628	1.012	(62)	(44)
- CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
sobre las *commodities*								
Derivados sobre la energía:								
- *swap*	777	144	(78)	14	1.088	109	(198)	(18)
- *forward/future*	23.207	5.493	3.368	75	17.970	5.626	(2.927)	(428)
- opciones	3	137	78	24	113	9	(16)	(12)
Total derivados sobre la energía	**23.987**	**5.774**	**3.368**	**113**	**19.171**	**5.744**	**(3.141)**	**(458)**
Derivados sobre el carbón:								
- *swap*	35	47	4	4	133	16	23	(1)
- *forward/future*	213	200	63	40	455	144	(148)	(27)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados sobre el carbón	**248**	**247**	**67**	**44**	**588**	**160**	**(125)**	**(28)**
Derivados sobre el gas y el petróleo:								
- *swap*	2.904	635	(1.049)	81	4.199	259	1.843	(34)
- *forward/future*	19.001	13.993	16.706	2.108	16.755	14.121	(17.374)	(1.999)
- opciones	232	185	268	165	399	170	(402)	(173)
Total derivados sobre el gas y el petróleo	**22.137**	**14.813**	**15.925**	**2.354**	**21.353**	**14.550**	**(15.933)**	**(2.206)**
Derivados sobre el CO_2:								
- *swap*	-	-	-	-	-	-	-	-
- *forward/future*	3.079	770	557	209	1.366	290	(530)	(72)
- opciones	-	-	-	-	-	5	-	(5)
Total derivados sobre el CO_2	**3.079**	**770**	**557**	**209**	**1.366**	**295**	**(530)**	**(77)**
Derivados sobre otros:								
- *swap*	-	-	-	-	1	13	(1)	(7)
- *forward/future*	-	195	-	9	-	234	-	(1)
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados sobre otros	**-**	**195**	**-**	**9**	**1**	**247**	**(1)**	**(8)**
Derivados *embedded*	-	4	-	3	-	3	-	(3)
TOTAL	**51.681**	**25.354**	**19.941**	**2.817**	**46.257**	**22.161**	**(19.865)**	**(2.916)**

A 31 de diciembre del 2021, el importe del nocional de los derivados sobre el tipo de interés de *trading* es de 200 millones de euros. El valor razonable negativo de 72 millones de euros ha experimentado una mejora de 18 millones de euros con respecto al ejercicio precedente, principalmente imputable a la evolución de la curva de los tipos de interés.

A 31 de diciembre del 2021, el importe del nocional de los derivados sobre los cambios es de 5.808 millones de euros. El incremento global de su valor teórico de 1.295 millones de euros y la reducción del valor razonable neto de 78 millones de euros se encuentran principalmente asociados a la explotación normal y a las dinámicas de los cambios.

A 31 de diciembre del 2021, el importe del nocional de los derivados sobre las *commodities* es de 91.930 millones de euros. El valor razonable de los derivados sobre las *commodities* de *trading* que se incluyen en el activo engloba, principalmente, la evaluación de mercado de las coberturas sobre el gas y el petróleo, por un importe de 15.925 millones de euros, de las operaciones en derivados sobre la energía por 3.368 millones de euros, de las operaciones en derivados sobre el CO_2 por 557 millones de euros y, en menor medida, de las operaciones en derivados sobre el carbón por 67 millones de euros.

El valor razonable pasivo de los instrumentos financieros derivados sobre las *commodities* de *trading* se refiere, principalmente, a las coberturas sobre el gas y el petróleo, por un importe de 15.933 millones de euros, a operaciones en derivados sobre la energía por 3.141 millones de euros y a operaciones en derivados sobre el CO_2 y el carbón por, respectivamente, 530 y 125 millones de euros.

Se engloban en dichos valores tanto las operaciones gestionadas por las carteras de *trading* como las operaciones que, aunque se han realizado con una intención de gestión de cobertura, no satisfacen a los requisitos exigidos por los principios contables para el tratamiento en *hedge accounting*.

En la categoría "otro" se engloban las actividades de cobertura efectuadas a través de derivados sobre los índices meteorológicos ("Weather Derivatives"). A parte de al riesgo del precios de las *commodities*, las sociedades del Grupo se encuentran también expuestas al riesgo volumétrico asociado a la variabilidad de las condiciones meteorológicas (por ejemplo, la temperatura ambiental influye sobre los consumos de gas y de energía eléctrica).

Evaluación al valor razonable

50. Activos y pasivos medidos al valor razonable

El Grupo determina el valor razonable de conformidad con la NIIF 13 cada vez que dicho criterio de evaluación es exigido por los principios contables internacionales.
El valor razonable (*fair value*) es el precio que se recibiría por la venta de un activo, o se pagaría por la transferencia de un pasivo, en una transacción regular entre participantes del mercado en la fecha de evaluación (es decir, el "exit price").
Su mejor *proxy* es el precio de mercado, es decir su precio corriente, públicamente disponible y efectivamente negociado en un mercado líquido y activo.
El valor razonable de los activos y de los pasivos se clasifica en una jerarquía del valor razonable que prevé tres niveles diferentes, definidos como se indica a continuación, en base a los input y a las técnicas de evaluación utilizadas para evaluar el valor razonable:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los cuales la sociedad puede acceder en la fecha de evaluación;
- Nivel 2: input diversos de los precios cotizados del Nivel 1 observables para los activos y pasivos, tanto directamente (como los precios) como indirectamente (derivados de los precios);
- Nivel 3: input para los activos y pasivos no basados en datos observables del mercado (input no observables).

En esta nota se facilitan algunas informaciones de detalles inherentes a las técnicas de evaluación y a los input utilizados para elaborar dichas evaluaciones.
A dichos efectos:

- las evaluaciones que recurren al valor razonable de los activos y pasivos son aquellas que las NIIF exigen o permiten en el estado de situación financiera al final de cada período;
- las evaluaciones que no recurren al valor razonable de los activos y pasivos son aquellas que las NIIF exigen o permiten en el estado de situación financiera en circunstancias particulares.

Para los aspectos generales o de información acerca de las contabilizaciones relativas a dichos casos, véase la nota 2 "Principios contables y criterios de evaluación".

50.1 Activos medidos al valor razonable en el estado de situación financiera

En la tabla siguiente se exponen, para cada clase de activos evaluados al valor razonable en el estado de situación financiera, de modo recurrente o no recurrente, las evaluaciones al valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se ha clasificado el activo del que se trate.

Millones de euros		Activos no corrientes				Activos corrientes			
	Notas	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
		a 31.12.2021				a 31.12.2021			
Participaciones en otras empresas FVOCI	28	**41**	4	15	22	**-**	-	-	-
Títulos FVOCI	28.1, 29.1	**404**	404	-	-	**87**	87	-	-
Títulos FVTPL	29.1	**-**	-	-	-	**1**	1	-	-
Participaciones en otras empresas FVTPL	28	**32**	23	-	9	**-**	-	-	-
Activos financieros de acuerdos por servicios en concesión FVTPL	28	**2.630**	-	2.630	-	**-**	-	-	-
Créditos y otros activos financieros evaluados al valor razonable	28	**25**	-	-	25	**140**	140	-	-
Derivados de *fair value hedge*:									
- tipos	49	**19**	-	19	-	**-**	-	-	-
- cambios	49	**42**	-	42	-	**-**	-	-	-
Derivados de *cash flow hedge*:									
- tipos	49	**19**	-	19	-	**-**	-	-	-
- cambios	49	**1.356**	-	1.356	-	**104**	-	104	-
- *commodity*	49	**1.059**	332	387	340	**3.023**	1.066	1.681	276
Derivados de *trading*:									
- tipos	49	**-**	-	-	-	**1**	-	1	-
- cambios	49	**-**	-	-	-	**23**	-	23	-
- *commodity*	49	**277**	114	162	1	**19.640**	8.236	11.404	-
Inventarios evaluados al valor razonable	49	**-**	-	-	-	**55**	53	2	-
Contraprestaciones contingentes (*contingent consideration*)	30, 31	**-**	-	-	-	**15**	-	2	13

El valor razonable de las "Participaciones en otras empresas FVOCI" se ha determinado para las empresas cotizadas en base al precio de negociación fijado en la fecha de cierre del ejercicio, mientras que para las sociedades no cotizadas se ha determinado en base a una evaluación, considerada fiable, de los elementos patrimoniales pertinentes.

Los "Activos financieros de acuerdos por servicios en concesión FVTPL" se refieren a la actividad de distribución de energía eléctrica en el mercado brasileño, prevalentemente por parte de las sociedades Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará y Enel Distribuição São Paulo, y de la planta de generación de PH Chucas en Costa Rica, y se contabilizan aplicando la CINIIF 12.

El valor razonable se ha estimado como el valor neto del *replacement cost* basado en los últimos datos sobre las tarifas disponibles y el índice general de los precios en el mercado brasileño.
La cuota corriente de los "Créditos y otros activos financieros al valor razonable" la representan, esencialmente, inversiones de liquidez; la evaluación de su valor razonable forma parte de los casos del Nivel 1 porque se base en el input del mercado.
La cuota non corriente de los "Créditos y otros activos financieros al valor razonable" engloba, en el Nivel 3, el crédito relativo a la cesión de Slovak Power Holding por 25 millones de euros a 31 de diciembre del 2021, cuyo valor razonable se determina en base a la aplicación de la fórmula de precio prevista contractualmente.

Por lo que se refiere a los contratos derivados, el valor razonable se determina utilizando las cotizaciones oficiales para los instrumentos negociados en los mercados regulados. El valor razonable de los instrumentos no cotizados en mercados regulados se determina mediante modelos de evaluación apropiados para cada categoría de instrumento financiero y utilizando los datos del mercado relativos a la fecha de cierre del ejercicio contable (como los tipos de interés, los tipos de cambio, la volatilidad) actualizando los flujos de efectivo esperados en base a las curvas de los tipos de interés y convirtiendo en euros los importes expresados en divisas diferentes del euro, utilizando los tipos de cambio proporcionados por World Markets Refinitiv (WMR) Company.
Los derivados sobre los tipos de interés y de cambio forman parte integralmente de los casos del Nivel 2.
Relativamente a los derivados sobre las *commodities*, la evaluación del valor razonable se configura en muy gran medida en los casos del Nivel 1 y del Nivel 2, porque se base en los input del mercado, tratándose de contratos estipulados con contrapartes de Bolsa, principales operadores del sector u operadores financieros.
Marginales excepciones, en CFH o de *trading*, las representan algunos contratos derivados relativos a índices meteorológicos ("Weather Derivatives", cuya evaluación se realiza utilizando datos históricos certificados por las variables subyacentes) o por algunos contratos financieros a largo plazo ("VPPA", para los cuales se han utilizado también, en parte, modelos de evaluación interna, necesarios para evaluar dichos instrumentos en horizontes temporales lejanos, dada la escasa liquidez de las variables subyacentes).
De conformidad con los principios contables internacionales, el Grupo evalúa el riesgo de crédito, tanto de la contraparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) tanto propio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), para poder ajustar el valor razonable para la medida correspondiente del riesgo de contraparte o necesario. En particular, el Grupo mide el CVA/DVA utilizando la técnica de evaluación basada en la *Potential Future Exposure* de la exposición neta de contraparte y atribuyendo, sucesivamente, el ajuste sobre los instrumentos financieros individuales que lo constituyen. Dicha técnica utiliza exclusivamente los input observables en el mercado.

50.2 Activos no medidos al valor razonable en el estado de situación financiera

En la tabla siguiente se exponen, para cada clase de activos no evaluados al valor razonable en el estado de situación financiera de modo recurrente, pero para las cuales el valor razonable debe ser indicado, el valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se ha clasificado el activo del que se trate.

Millones de euros		Activos no corrientes				Activos corrientes			
	Notas	Valor razonable a 31.12.2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable a 31.12.2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Propiedades de inversión	21	**150**	15	-	135	**-**	-	-	-
Inventarios	32	**-**	-	-	-	**50**	-	1	49

La tabla indica el valor razonable de las propiedades de inversión y los inventarios de inmuebles no instrumentales, respectivamente por 150 millones de euros y por 50 millones de euros. Dichos importes han sido calculados utilizando estimaciones de peritos independientes que han recurridos a diferentes técnicas de evaluación en función de las especificidades de los casos en cuestión.

50.3 Pasivos medidos al valor razonable en el estado de situación financiera

En la tabla siguiente se exponen, para cada clase de pasivos evaluados al valor razonable en el estado de situación financiera, de modo recurrente o no recurrente, las evaluaciones al valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se ha clasificado el pasivo del que se trate.

Millones de euros		Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			
	Notas	Valor razonable a 31.12.2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable a 31.12.2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de *fair value hedge*:									
- tipos	49	**5**	-	5	-	**-**	-	-	-
- cambios	49	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
- *commodity*	49	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
Derivados de *cash flow hedge*:									
- tipos	49	**620**	-	620	-	**9**	-	9	-
- cambios	49	**1.244**	-	1.244	-	**49**	-	49	-
- *commodity*	49	**1.301**	416	742	143	**4.853**	2.366	2.480	7
Derivados de *trading*:									
- tipos	49	**-**	-	-	-	**73**	-	73	-
- cambios	49	**2**	-	2	-	**60**	-	60	-
- *commodity*	49	**167**	72	95	-	**19.563**	7.628	11.934	1
Contraprestaciones contingentes (*contingent consideration*)	40, 41	**84**	-	-	84	**45**	-	43	2

La voz "Contraprestaciones contingentes" se refiere, prevalentemente, a ciertas participaciones del Grupo en América del Norte y Grecia, cuyo valor razonable ha sido determinado en base a las condiciones contractuales que se contienen en los acuerdos entre las partes.

50.4 Pasivos no medidos al valor razonable en el estado de situación financiera

En la tabla siguiente se exponen, para cada clase de pasivos no evaluados al valor razonable en el estado de situación financiera de modo recurrente, pero para los cuales el valor razonable debe ser indicado, el valor razonable al final del período y el nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se ha clasificado el pasivo del que se trate.

Millones de euros					
	Notas	Valor razonable a 31.12.2021	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Obligaciones:					
- a tipo fijo	46.3.1	42.949	39.709	3.240	-
- a tipo variable	46.3.1	3.273	147	3.126	-
Financiaciones bancarias:					
- a tipo fijo	46.3.1	2.298	-	2.298	-
- a tipo variable	46.3.1	11.091	-	11.091	-
Deudas con otros prestamistas:					
- a tipo fijo	46.3.1	3.046	-	3.046	-
- a tipo variable	46.3.1	95	-	95	-
Total		**62.752**	**39.856**	**22.896**	**-**

Para los instrumentos de deuda cotizados, el valor razonable se determina utilizando las cotizaciones oficiales, mientras que para aquellos no cotizados se determina mediante modelos de evaluación apropiados para cada categoría de instrumento financiero y utilizando los datos del mercado relativos a la fecha de cierre del ejercicio, incluyendo los spread crediticios de Enel.

Otras informaciones

51. Pagos basados en acciones

A partir del ejercicio 2019, la Junta General de Accionistas de Enel SpA ("Enel" o la "Sociedad") ha deliberado con carácter anual la adopción de planes de incentivación a largo plazo de base accionaria destinados a la dirección de la propia Enel y/o de sociedades controladas por la misma, en el sentido del artículo 2359 del Código Civil italiano. En particular, cada plan de incentivación aprobado (es decir, el Plan de Incentivos a Largo Plazo para 2019, el Plan de Incentivos a Largo Plazo para 2020 y el Plan de Incentivos a Largo Plazo para 2021, a continuación, respectivamente, "Plan ILP 2019", "Plan ILP 2020", "Plan ILP 2021" y, conjuntamente, los "Planes") prevé, subordinadamente con respecto a la realización de objetivos particulares, la atribución de acciones ordinarias de la Sociedad ("Acciones") a los beneficiarios respectivos.

En concreto, los Planes aprobados se dirigen al Consejero Delegado/Director General de Enel y a los directivos del Grupo Enel que ocupan los puestos más directamente responsables de los resultados de la empresa o considerados de interés estratégico, y prevén la atribución a los destinatarios de un incentivo representado por un componente de naturaleza monetaria y un componente accionario. Dicho incentivo —determinado, en el momento de la atribución, con un valor de base calculado en relación con la remuneración fina del destinatario— puede variar, en función del nivel de realización de cada uno de los objetivos de performance trienales previstos en los Planes, de cero hasta un máximo del 280% o del 180% del valor de base en el caso, respectivamente, del Consejero Delegado/Director General o del resto de los destinatarios.

Dichos Planes prevén, por otra parte, que respecto al total del incentivo efectivamente adquirido, la prima sea enteramente abonada en Acciones (i) para el Consejero Delegado/Director General, hasta el 100% del valor de base asignado y (ii) para el resto de los destinatarios hasta el 50% del valor de base asignado.

La atribución del incentivo previsto en cada Plan se subordina a la realización de objetivos de performance particulares durante el transcurso del trienio de referencia (*performance period*). Si se consiguen dichos objetivos, el incentivo adquirido es asignado a los destinatarios (tanto el componente de acciones como el monetario) del modo siguiente: el 30% durante el primer ejercicio sucesivo al término del *performance period* trienal y el 70% restante durante el segundo ejercicio sucesivo al término del *performance period* trienal. La atribución de una porción relevante de la remuneración variable a largo plazo (70% del total) resulta, por tanto, diferida al segundo ejercicio sucesivo con respecto al trienio de referencia de los objetivos de performance de los Planes individuales (*deferred payment*).

En la tabla siguiente se indican varias informaciones relativas al Plan ILP 2019, al Plan ILP 2020 y al Plan ILP 2021.

Para informaciones ulteriores sobre las características de los Planes consultar los Documentos informativos respectivos, redactados de conformidad con el artículo 84-*bis* del Reglamento adoptado por la CONSOB mediante deliberación del 14 mayo 1999 n.° 11971 ("Reglamento Emisores") y puestos a disposición del público en la sección del sito Internet de la Sociedad (www.enel.com) dedicada a las Juntas Generales de Accionistas de referencia, que tuvieron lugar, respectivamente, el 16 de mayo del 2019, 14 de mayo del 2020 y 20 de mayo del 2021.

	Fecha de atribución de las acciones	*Performance period*	Verificación de la realización de los objetivos	Atribución del incentivo
Plan ILP 2019	12.11.2019[28]	2019-2021	2022[29]	2022-2023
Plan ILP 2020	17.09.2020[30]	2020-2022	2023[31]	2023-2024
Plan ILP 2021	16.09.2021[32]	2021-2023	2024[33]	2024-2025

En aplicación de las autorizaciones conferidas por las Juntas Generales de Accionistas que se celebraron en las fechas anteriormente indicadas (16 de mayo del 2019, 14 de mayo del 2020 y 20 de mayo del 2021) y respetando los términos y condiciones correspondientes, el Consejo de Administración ha aprobado (en las reuniones del 19 de septiembre del 2019, 29 de julio del 2020 y 17 de junio del 2021) el lanzamiento de los programas de adquisición de acciones pro-

(28) La fecha se refiere a la reunión del Consejo de Administración que ha aprobado las modalidades y el calendario de asignación del Plan ILP 2019 a los destinatarios (teniendo en cuenta la propuesta formulada por el Comité de Nombramientos y Retribuciones en la reunión del 11 de noviembre de 2019).
(29) Con ocasión de la aprobación de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel a 31 de diciembre del 2021, el Consejo de Administración procederá a la verificación del nivel de realización de los objetivos de performance del Plan ILP 2019.
(30) La fecha se refiere a la reunión del Consejo de Administración que ha aprobado las modalidades y el calendario de asignación del Plan ILP 2020 a los destinatarios (teniendo en cuenta la propuesta formulada por el Comité de Nombramientos y Retribuciones en la reunión del 16 de septiembre de 2020).
(31) Con ocasión de la aprobación de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel a 31 de diciembre del 2022, el Consejo de Administración procederá a la verificación del nivel de realización de los objetivos de performance del Plan ILP 2020.
(32) La fecha se refiere a la reunión del Consejo de Administración que ha aprobado las modalidades y el calendario de asignación del Plan ILP 2021 a los destinatarios (teniendo en cuenta la propuesta formulada por el Comité de Nombramientos y Retribuciones en la reunión del 9 de junio de 2021).
(33) Con ocasión de la aprobación de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel a 31 de diciembre del 2023, el Consejo de Administración procederá a la verificación del nivel de realización de los objetivos de performance del Plan ILP 2021.

pias para, respectivamente, el Plan ILP 2019, el Plan ILP 2020 y el Plan ILP 2021. El número de acciones cuya adquisición ha sido autorizada por el Consejo de Administración para cada Plan, el número efectivo de acciones adquiridas, el precio medio ponderado correspondiente y el contravalor global se representan a continuación.

	Adquisiciones autorizadas por el Consejo de Administración	Adquisiciones efectuadas		
	Número de acciones	Número de acciones	Precio medio ponderado (euros por acción)	Contravalor global (euros)
Plan ILP 2019	Número no superior a 2.500.000 por una remuneración máxima de 10.500.000 millones de euros	1.549.152[34]	6,7779	10.499.999
Plan ILP 2020	1.720.000	1.720.000[35]	7,4366	12.790.870
Plan ILP 2021	1.620.000	1.620.000[36]	7,8737	12.755.459

Por efecto de las adquisiciones efectuadas en el marco del Plan ILP 2019, del Plan ILP 2020 y del Plan ILP 2021, a 31 de diciembre del 2021 Enel posee, en total, 4.889.152 acciones propias, que representan alrededor del 0,048% del capital social.

Las informaciones siguientes conciernen los instrumentos representativos del capital asignados durante los ejercicios 2019, 2020 y 2021.

	2021			2020			2019		
	Número de acciones asignadas en la fecha de asignación	Valor razonable por acción en la fecha de asignación	Número de acciones potencialmente atribuibles	Número de acciones asignadas en la fecha de asignación	Valor razonable por acción en la fecha de asignación	Número de acciones potencialmente atribuibles	Número de acciones asignadas en la fecha de asignación	Valor razonable por acción en la fecha de asignación	Número de acciones potencialmente atribuibles
Plan ILP 2019			1.529.182			1.529.182	1.538.547	6,983	1.538.547
Plan ILP 2020			1.638.775	1.638.775[37]	7,38	1.638.775[38]			
Plan ILP 2021	1.577.773	7,001	1.577.773						

El valor razonable de dichos instrumentos representativos del capital se mide en base al precio de mercado de las acciones en la fecha de asignación[39].
El coste relativo al componente de acciones se determina con referencia al valor razonable de los instrumentos representativos del capital asignados y se contabiliza durante el *vesting period* en contrapartida de las reservas del patrimonio neto.

Los costes totales del Grupo contabilizados en el estado del resultado se elevan a 9 millones de euros en el ejercicio 2021 (5 millones de euros en 2020).
No ha habido cancelaciones o modificaciones que hayan afectado el Plan ILP 2021 y/o el Plan ILP 2020 y/o el Plan ILP 2019.

(34) Acciones adquiridas durante el periodo comprendido entre el 23 de septiembre y el 2 de diciembre de 2019, equivalentes aproximadamente al 0,015% del capital social.
(35) Acciones adquiridas durante el período comprendido entre el 3 de septiembre y el 28 de octubre de 2020, equivalentes aproximadamente al 0,017% del capital social.
(36) Acciones adquiridas durante el período comprendido entre el 18 de junio y el 21 de julio de 2021, equivalentes aproximadamente al 0,016% del capital social.
(37) Esta cifra se ha reajustado con respecto a la publicada en el Informe Anual para el año 2020.
(38) Esta cifra se ha reajustado con respecto a la publicada en el Informe Anual para el año 2020.
(39) Con referencia al Plan ILP 2019, la fecha de asignación se refiere al 12 de noviembre del 2019, es decir, a la fecha de la reunión del Consejo de Administración que ha aprobado las modalidades de asignación del Plan ILP 2019 a los destinatarios.
Con referencia al Plan ILP 2020, la fecha de asignación se refiere al 17 de septiembre del 2020, es decir, a la fecha de la reunión del Consejo de Administración que ha aprobado las modalidades de asignación del Plan ILP 2020 a los destinatarios.
Con referencia al Plan ILP 2021, la fecha de asignación se refiere al 16 de septiembre del 2021, es decir, a la fecha de la reunión del Consejo de Administración que ha aprobado las modalidades de asignación del Plan ILP 2021 a los destinatarios.

52. Informaciones sobre las partes vinculadas

En su calidad de operador en el campo de la producción, de la distribución y del transporte y de la venta de energía eléctrica, así como de la venta de gas natural, Enel realiza transacciones con cierto número de sociedades controladas directa o indirectamente por el Estado italiano, accionista de referencia del Grupo.

La tabla siguiente resume las principales transacciones realizadas con dichas contrapartes.

Parte vinculada	Relación	Naturaleza de las principales transacciones
Adquiriente Único	Enteramente controlada indirectamente por el Ministerio de Economía y Finanzas italiano	Adquisición de energía eléctrica destinada al mercado de protección reforzada
Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Controlada directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas italiano	Venta de energía eléctrica en el mercado de Servicios de Despacho (Terna) Venta de servicios de transporte de energía eléctrica (Grupo Eni) Compra de servicios de transporte, despacho y medida (Terna) Compra de servicios de correo (Poste Italiane) Compra de combustibles para las plantas de generación, de servicios de almacenamiento y distribución del gas natural (Grupo Eni)
GSE – Gestor de Servicios Energéticos	Enteramente controlada directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas italiano	Venta de energía eléctrica incentivada Pago del componente A3 por incentivación de fuentes renovables
GME – Gestor de Mercados Energéticos	Enteramente controlada indirectamente por el Ministerio de Economía y Finanzas italiano	Venta de energía eléctrica en la Bolsa (GME) Compra de energía eléctrica en la Bolsa para el bombeo y la programación de las plantas (GME)
Grupo Leonardo	Controlada directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas italiano	Compra de servicios informáticos y suministro de bienes

Por otra parte, el Grupo mantiene relaciones de naturaleza prevalentemente comercial con sociedades asociadas o participadas con cuotas minoritarias.
Para acabar, Enel mantiene con los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL, con la Fondazione Enel y con Enel Cuore, sociedad no lucrativa de Enel que opera en el campo de la asistencia social y sociosanitaria, relaciones institucionales y de finalidad social.
Todas las transacciones con partes vinculadas se han realizado de conformidad con las condiciones normales de mercado, en algunos casos determinadas por la Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autoridad Reguladora de Redes de Energía y Medio Ambiente).

Las tablas siguientes proporcionan una síntesis de las relaciones anteriormente descritas, así como de las relaciones económicas y patrimoniales con partes vinculadas, asociadas y bajo control conjunto respectivamente existentes a 31 de diciembre del 2021 y a 31 de diciembre del 2020.

Millones de euros

	Adquiriente Único	GME	GSE	Grupo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Otras
Relaciones económicas					
Ingresos por ventas y prestaciones de servicios	-	3.018	275	3.165	210
Otros ingresos	-	-	-	5	-
Otros ingresos financieros	-	-	-	15	-
Energía eléctrica, gas y combustible	4.613	6.363	-	2.572	-
Servicios y otros materiales	-	75	3	2.874	57
Otros gastos de operación	6	198	-	13	1
Resultados netos de los contratos de materias primas	-	-	-	13	-
Otros gastos financieros	-	-	-	10	-

(1) El dato incluye Open Fiber SpA que el año pasado se consideraba como una sociedad asociada.

Millones de euros

	Adquiriente Único	GME	GSE	Grupo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Otras
Relaciones patrimoniales					
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-
Derivados financieros activos no corrientes	-	-	-	-	-
Otros activos no corrientes	-	-	-	119	-
Deudores comerciales	-	469	9	659	36
Derivados financieros activos corrientes	-	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	1
Otros activos corrientes	-	-	76	21	2
Financiaciones a largo plazo	-	-	-	536	-
Pasivos de contratos con clientes no corrientes	-	-	-	187	7
Derivados financieros pasivos no corrientes	-	-	-	-	-
Financiaciones a corto plazo	-	-	-	-	-
Cuotas corrientes de las financiaciones a largo plazo	-	-	-	89	-
Acreedores comerciales	1.903	641	1	1.466	12
Pasivos de contratos con clientes corrientes	-	-	-	12	-
Otros pasivos corrientes	-	-	-	38	38
Otras informaciones					
Garantías concedidas	-	40	-	11	59
Garantías recibidas	-	-	-	138	36
Compromisos	-	-	-	401	-

(1) La cifra incluye a Open Fiber SpA, que el año pasado se consideraba una empresa asociada.

Total 2021	Sociedades asociadas y bajo control conjunto	Total general 2021	Total partida del balance	Incidencia %
6.668	342	**7.010**	**84.104**	**8,3%**
5	1	**6**	**3.902**	**0,2%**
15	123	**138**	**1.882**	**7,3%**
13.548	278	**13.826**	**49.093**	**28,2%**
3.009	143	**3.152**	**19.609**	**16,1%**
218	-	**218**	**2.095**	**10,4%**
13	11	**24**	**2.522**	**1,0%**
10	22	**32**	**6.114**	**0,5%**

Total a 31.12.2021	Sociedades asociadas y bajo control conjunto	Total general a 31.12.2021	Total partida del balance	Incidencia %
-	1.120	**1.120**	**5.704**	**19,6%**
-	14	**14**	**2.772**	**0,5%**
119	-	**119**	**3.268**	**3,6%**
1.173	148	**1.321**	**16.076**	**8,2%**
-	32	**32**	**22.791**	**0,1%**
1	156	**157**	**8.645**	**1,8%**
99	24	**123**	**5.002**	**2,5%**
536	344	**880**	**54.500**	**1,6%**
194	-	**194**	**6.214**	**3,1%**
-	1	**1**	**3.339**	**-**
-	6	**6**	**13.306**	**-**
89	20	**109**	**4.031**	**2,7%**
4.023	59	**4.082**	**16.959**	**24,1%**
12	-	**12**	**1.433**	**0,8%**
76	4	**80**	**12.959**	**0,6%**
110	-	**110**		
174	-	**174**		
401	-	**401**		

Millones de euros

	Adquiriente Único	GME	GSE	Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Otras
Relaciones económicas					
Ingresos por ventas y prestaciones de servicios	-	808	295	2.542	187
Otros ingresos	-	-	-	-	1
Otros ingresos financieros	-	-	-	-	-
Energía eléctrica, gas y combustible	2.038	2.059	-	1.122	-
Servicios y otros materiales	-	38	3	2.728	44
Otros gastos de operación	6	183	-	9	1
Resultados netos de los contratos de materias primas	-	-	-	1	-
Otros gastos financieros	-	-	-	13	-

(1) Las cifras del ejercicio 2020 se han ajustado, únicamente a efectos comparativos, para tener en cuenta los efectos de la diferente clasificación resultante de la valoración a valor razonable, al final del período, de los contratos pendientes de compraventa de materias primas liquidados con entrega física; esta diferente clasificación no tuvo ningún efecto en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

(2) Únicamente a efectos comparativos, se ha realizado una reclasificación de ingresos financieros a ingresos, por importe de 87 millones de euros en 2020, del componente registrado en el estado del resultado vinculado a la revalorización a valor razonable de activos financieros relacionados con los servicios en concesión de la actividad de distribución en Brasil dentro del ámbito de aplicación de la CINIIF 12. Esta última clasificación ha comportado efectos de importe equivalente en el resultado de operación. Para más detalles, véase la nota 7 de estos Estados financieros consolidados.

Millones de euros

	Adquiriente Único	GME	GSE	Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Otras
Relaciones patrimoniales					
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-
Derivados financieros activos no corrientes	-	-	-	-	-
Deudores comerciales	-	35	15	569	29
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	1
Otros activos corrientes	-	9	84	63	2
Financiaciones a largo plazo	-	-	-	625	-
Pasivos de contratos con clientes no corrientes	-	-	-	4	6
Financiaciones a corto plazo	-	-	-	-	-
Cuotas corrientes de las financiaciones a largo plazo	-	-	-	89	-
Acreedores comerciales	554	83	746	748	5
Pasivos de contratos con clientes corrientes	-	-	-	-	1
Otros pasivos corrientes	-	-	-	15	13
Otras informaciones					
Garantías concedidas	-	250	-	13	83
Garantías recibidas	-	-	-	157	36
Compromisos	-	-	-	102	2

Total 2020	Sociedades asociadas y bajo control conjunto	Total general 2020	Total partida del balance	Incidencia %
3.832	206	**4.038**	**63.642**[1][2]	**6,3%**
1	9	**10**	**2.362**	**0,4%**
-	62	**62**	**2.676**[2]	**2,3%**
5.219	166	**5.385**	**26.026**[1]	**20,7%**
2.813	145	**2.958**	**18.366**[1]	**16,1%**
199	3	**202**	**2.202**	**9,2%**
1	-	**1**	**(99)**[1]	**-1,0%**
13	58	**71**	**4.485**	**1,6%**

Total a 31.12.2020	Sociedades asociadas y bajo control conjunto	Total general a 31.12.2020	Total partida del balance	Incidencia %
-	1.144	**1.144**	**5.159**	**22,2%**
-	21	**21**	**1.236**	**1,7%**
648	215	**863**	**12.046**	**7,2%**
1	189	**190**	**5.113**	**3,7%**
158	6	**164**	**3.578**	**4,6%**
625	359	**984**	**49.519**	**2,0%**
10	151	**161**	**6.191**	**2,6%**
-	21	**21**	**6.345**	**0,3%**
89	19	**108**	**3.168**	**3,4%**
2.136	69	**2.205**	**12.859**	**17,1%**
1	15	**16**	**1.275**	**1,3%**
28	9	**37**	**11.651**	**0,3%**
346	-	**346**		
193	-	**193**		
104	-	**104**		

Por lo que se refiere a la nota de información sobre la retribución de los Consejeros, del Comité de Auditoría, del Director General y de los Directivos con responsabilidades estratégicas, prevista por la NIC 24, véanse las tablas siguientes.

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Remuneraciones referidas a los miembros del Consejo de Administración, del Comité de Auditoría y al Director General				
Prestaciones a corto plazo para los empleados	5	6	(1)	-16,7%
Otras prestaciones a largo plazo	1	4	(3)	-75,0%
Total	**6**	**10**	**(4)**	**-40,0%**

Millones de euros

	2021	2020	2021-2020	
Remuneraciones referidas a los Directivos con responsabilidades estratégicas				
Prestaciones a corto plazo para los empleados	13	13	-	-
Otras prestaciones a largo plazo	4	8	(4)	-50,0%
Total	**17**	**21**	**(4)**	**-19,0%**

Durante el mes de noviembre del 2010, el Consejo de Administración de Enel SpA ha aprobado un procedimiento que regula la aprobación y la ejecución de las operaciones con partes vinculadas concluidas por Enel SpA, directamente o a través de sociedades controladas. Dicho procedimiento (consultable en la dirección Internet https://www.enel.com/es/inversores/gobierno/estatuto-regolaciones-politicas, tanto en su versión vigente hasta el 30 de junio del 2021 como en la última versión modificada por el Consejo de Administración en el mismo mes de junio 2021 y en vigor a partir del 1 de julio del 2021) identifica una serie de reglas destinadas a asegurar la transparencia y la corrección, tanto sustancial como procedural, de las operaciones con partes vinculadas, y ha sido adoptado en aplicación de las disposiciones del artículo 2391-*bis* del Código Civil italiano y de la normativa de aplicación dictada por la CONSOB. Se indica que durante el ejercicio 2021 no se han realizado operaciones con partes vinculadas para las cuales haya resultado necesario proceder a la inserción en el balance de la información exigida por el Reglamento adoptado en la materia con la deliberación CONSOB n.º 17221 del 12 de marzo del 2010 y sus modificaciones y ampliaciones sucesivas.

53. Fondos públicos - Información de conformidad con el artículo 1, apartados 125-129, de la Ley italiana n.° 124/2017

De conformidad con el artículo 1, apartados 125 y 126, de la Ley italiana n.° 124/2017 y sus modificaciones sucesivas, se indican a continuación las informaciones relativas a los fondos recibidos de entidades y administraciones públicas italianas, así como los fondos concedidos por Enel SpA y las sociedades controladas consolidadas integralmente a empresas, personas y entidades públicas y privadas. La información tiene en cuenta: (i) los fondos recibidos de sujetos públicos/entidades estatales italianos/as, y (ii) los fondos concedidos por parte de Enel SpA y a las sociedades controladas por el Grupo a sujetos públicos o privados residentes o establecidos en Italia.

La información que se presenta a continuación incluye los fondos de un importe superior a 10.000 euros, concedidos por el mismo sujeto durante el transcurso del 2021, también a través de una pluralidad de transacciones económicas. El criterio de contabilización utilizado es el denominado "de caja".

De conformidad con las disposiciones del artículo 3-*quater* del Decreto-Ley italiano del 14 de diciembre de 2018, n.° 135, convertido en Ley del 11 de febrero de 2019, n.° 12, para los fondos recibidos véanse las indicaciones que se contienen en el Registro Nazionale degli Aiuti di Stato (Registro Nacional Italiano de Ayudas de Estado) que se prevé en el artículo 52 de la Ley italiana del 24 de diciembre de 2012, n.° 234.

Fondos recibidos en millones de euros

Instituto financiero/ Entidad concedente	Sociedad beneficiaria	Importe	Notas
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	0,02	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	0,05	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	0,09	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Invitalia	Enel Green Power Italia Srl	8,44	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por el Contrato de Desarrollo 3SUN, financiada con la Determinación Invitalia del 17 de noviembre de 2017
Anpal	Enel Energia SpA	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Energia SpA	0,15	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Energia SpA	0,04	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	0,02	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	0,01	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	0,01	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel X Srl	0,01	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020

Fondos recibidos en millones de euros

Instituto financiero/ Entidad concedente	Sociedad beneficiaria	Importe	Notas
Anpal	Enel X Srl	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel X Srl	0,01	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la tercera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Sole Srl	0,01	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la tercera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	0,05	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	0,06	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la tercera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	0,01	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	0,13	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	0,02	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	0,44	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	0,19	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	0,20	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la tercera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	0,09	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	0,07	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la tercera instancia FNC-C-10223, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Italia SpA	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-05468, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Italia SpA	0,07	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la segunda instancia FNC-C-06952, financiada en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Anpal	Enel Italia SpA	0,02	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por la primera instancia FNC-C-10223, financiado en el marco del Fondo Nuove Competenze, que se prevé en el artículo 88 del Decreto-Ley italiano de 19 de mayo de 2020 y en el Decreto interministerial italiano del 9 de octubre de 2020
Ministerio de la Universidad y de la Investigación	Enel Italia SpA	0,03	Tramo de contribución a fondo perdido cobrado por el primer y el segundo SAL del proyecto SE4I, financiada en el marco del PON MIUR "R&I" 2014-2020, Decreto Directorial del 13 de julio de 2017, n.º 1735/Ric. "Aviso para la presentación de proyectos de Investigación Industrial y Desarrollo Experimental en las 12 áreas de especialización identificadas en el PNR 2015-2020"
		10,43	**Total**

Fondos concedidos en millones de euros

Sociedad concedente	Sociedad/Entidad beneficiaria	Importe	Notas
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contribución 2021
Enel SpA	OECD International Energy Agency (IEA)	0,08	Donación liberal 2021
Enel SpA	Ashoka Italia Onlus	0,02	Donación liberal 2021
Enel SpA	European University Institute	0,10	Donación liberal 2021
Enel SpA	Università Commerciale Luigi Bocconi	0,07	Donación liberal para financiar becas de estudios
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contribución 2021
Enel Produzione SpA	Ente della zona industriale di Porto Marghera	0,02	Contribución asociativa 2021
Enel Produzione SpA	Assocarboni	0,03	Adhesión Enel 2021
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,09	Anticipo 50% contribución liberal 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,13	Contribución saldo 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contribución 2021
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,03	Contribución extraordinaria 2021
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,09	Contribución liberal 2021
Enel Produzione SpA	Assonime	0,03	Cuota asociativa 2021
Enel Italia SpA	ASES - Agricoltori,Sostenibilità e Sviluppo (Asociacion sin ánimo de lucro)	0,02	Contribución para el proyecto #lanaturanonsiferma
Enel Italia SpA	Comune di Brindisi	0,01	Donación para apoyar el proyecto Brindisi Brilla, patrocinado por la ciudad de Brindisi y realizado en colaboración con la Asociación Il Cielo Itinerante. El proyecto tiene por objeto familiarizar a los más jóvenes con las materias STEM (acrónimo de *Science, Technology, Engineering* y *Mathematics*)
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0,11	Contribución liberal para garantizar el desarrollo de actividades institucionales destinadas principalmente a apoyar proyectos coherentes con las metas y los objetivos de la asociación
Enel Italia SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	1,20	Donación para apoyar las actividades de la Fundación
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,15	Contribución liberal para apoyar proyectos de investigación y de formación superior
Enel Italia SpA	Fondazione Maggio Musicale Fiorentino	0,40	Donación para apoyar las actividades de la Fundación
Enel Italia SpA	Moige- Movimento italiano genitori Onlus	0,10	Donación para apoyar la Campaña Jóvenes Embajadores para la ciudadanía digital, para luchar contra el fenómeno del ciberriesgo, el acoso y el ciberacoso en todas sus manifestaciones
Enel Italia SpA	Società Cooperativa Sociale Camelot Onlus	0,02	Donación liberal para apoyar el proyecto con la Sustainable Development School para la creación de recorridos de estudio para los docentes, con el objetivo de promover la educación en materia de ciudadanía global
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,60	Donación para apoyar las actividades culturales de la Fundación
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2,44	80% saldo donación liberal 2019
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,52	20% donación liberal 2021
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,40	50% saldo donación liberal 2020
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,41	50% donación liberal 2021
e-distribuzione SpA	Centro Vaccinale - Varese	0,01	Donación conexión a la red eléctrica para estructuras sanitarias en el contexto de la pandemia COVID-19
Enel Energia SpA	Anigas	0,08	Saldo cuota asociativa 2020
Enel Energia SpA	Anigas	0,10	Anticipo cuota asociativa 2021
Enel Energia SpA	Anigas	0,10	Saldo adhesión 2021
Enel Energia SpA	Confimprese	0,01	Adhesión 2021
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,23	Saldo contribución 2020
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,01	Anticipo 50% contribución liberal 2021
Enel Energia SpA	Assonime	0,02	Cuota asociativa 2021
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1,26	80% saldo donación liberal 2019
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,37	50% donación liberal 2021
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Contribución 2021
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,10	Contribución 2021 para apoyar el desarrollo de proyectos de investigación y formación superior
		13,50	**Total**

54. Obligaciones y garantías contractuales

Los compromisos contractuales asumidos por el Grupo Enel y las garantías otorgadas a terceros se resumen a continuación.

Millones de euros			
	a 31.12.2021	**a 31.12.2020**	**2021-2020**
Garantías prestadas:			
- avales y garantías emitidas a favor de terceros	4.937	11.451	(6.514)
Compromisos contraídos con proveedores para:			
- compra de energía eléctrica	71.244	67.400	3.844
- compra de combustible	58.042	41.855	16.187
- suministros varios	1.631	1.511	120
- contratos	4.668	3.604	1.064
- otros tipos	6.187	4.348	1.839
Total	**141.772**	**118.718**	**23.054**
TOTAL	**146.709**	**130.169**	**16.540**

El aumento de 3.844 millones de euros en los compromisos de "compras de energía eléctrica" en comparación con el 31 de diciembre de 2020 está relacionado principalmente con las empresas de la Región de América Latina, en particular en Brasil, y se debe sobre todo al efecto del tipo de cambio, al aumento de los precios debido a la inflación en el período, así como a la diferente situación de los contratos existentes.
El aumento de 16.187 millones de euros en los compromisos de "compra de combustible" está relacionado principalmente al suministro de gas, sobre todo en España e Italia, que se vio afectado por el aumento en la demanda y el precio del gas natural, así como por el efecto del tipo de cambio.

Para más información sobre el vencimiento de los compromisos y garantías, consulte el apartado "Compromisos para la compra de las *commodities*" que figura en la nota 47.

Asimismo, a través de su filial Enel Italia, el Grupo estipuló dos contratos de aval con los cuales Open Fiber cumplió con los requisitos de facturación necesarios para participar en dos licitaciones convocadas por Infratel (una el 3 de junio de 2016 y la otra el 8 de agosto 2016). Open Fiber no cumplía con tales requisitos al momento de participar en las licitaciones. Sin embargo, cabe señalar que actualmente es muy poco probable que dicho aval tenga que ser activado, dada la fortaleza económico-patrimonial que Open Fiber logró alcanzar.

55. Activos y pasivos contingentes

A continuación, se indican los principales activos y pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2021 que no se reconocen en las cuentas anuales al no cumplirse los requisitos necesarios previstos en la norma de referencia NIC 37.

Central termoeléctrica Brindisi Sud – "Ceneri" – Italia

Con referencia a la investigación penal iniciada por la Fiscalía del Tribunal de Lecce en 2017 en relación con los procesos de reutilización, en el ámbito de la industria cementera, de la llamada ceniza "ligera", la central termoeléctrica de Brindisi Sud (Central) fue objeto de embargo preventivo con facultad de uso y fue sujeta a medidas técnicas específicas. Se dispuso, asimismo, el embargo de bienes y créditos de Enel Produzione por un importe de aproximadamente 523 millones de euros. El 1 de agosto de 2018, el Fiscal de Lecce procedió a levantar el embargo de la planta con la consiguiente finalización de su custodia/administración judicial y acreditación a Enel Produzione del importe embargado. El levantamiento del embargo se dispuso luego del resultado de las pericias realizadas por los peritos independientes nombrados por el juez durante la fase de instrucción ante el Tribunal de Lecce, cuyo informe preliminar fue depositado el 16 de julio de 2018 y el informe técnico final el 10 de octubre de 2018, en donde estos confirmaron que las cenizas no son peligrosas, que es posible reutilizarlas en la producción de cemento, y que los procesos de gestión de la Central resultaban correctos. Sin embargo, la fase de instrucción aún está abierta tanto contra las personas físicas investigadas como contra la empresa de conformidad con el Decreto Legislativo n.º 231 del 8 de junio de 2001. En la vista del 22 de enero de 2019, que había sido dispuesta por el juez durante la fase de instrucción a solicitud de la Fiscalía para interrogar a los peritos sobre el informe presentado, los peritos reiteraron la exactitud de la calificación y la naturaleza no peligrosa de las cenizas producidas por la central termoeléctrica y la posibilidad de su uso en la producción de cemento.

Durante el 2021, se realizó la vista preliminar luego de la cual el juez dio lugar a la constitución en parte civil de la Municipalidad de Brindisi, que cuantificó el daño en aproximadamente 27 millones de euros pidiendo una provisión de fondos de 8 millones de euros, y de la Región de Apulia, que no ha cuantificado el daño. Finalmente, el juez dispuso llevar el caso a juicio ante el Tribunal de Brindisi para todos los imputados en la vista del 9 de diciembre de 2021.

Central termoeléctrica de Brindisi Sud – Proceso penal contra empleados de Enel – Italia

En relación con la central termoeléctrica de Brindisi Sud (Central), se inició un proceso penal ante el Tribunal de Brindisi contra determinados empleados de Enel Produzione, demandada como responsable civil, por los delitos de daños y liberación de residuos peligrosos en relación con la supuesta contaminación por polvo de carbón de terrenos adyacentes a la Central; conductas que supuestamente se produjeron en el período comprendido entre 1999 y 2011. A finales de 2013, la acusación se extendió también a los dos años siguientes a 2011. Como parte de este procedimiento, se presentaron las pretensiones de las partes civiles constituidas, incluida la Provincia y el Municipio de Brindisi, para el pago de una cantidad total de aproximadamente 1.400 millones de euros. Con sentencia de 26 de octubre de 2016, el Tribunal de Brindisi decidió en relación con los 13 acusados de Enel Produzione: (i) la absolución de nueve de ellos por no haber cometido el delito; (ii) en el caso de dos acusados, el sobreseimiento por prescripción de los supuestos delitos; y (iii) la condena de los dos acusados restantes, con todas las previsiones establecidas por la ley, a nueve meses de prisión. En la misma sentencia, con referencia a las peticiones de indemnización por daños y perjuicios, el Tribunal también resolvió: (i) desestimar todas las pretensiones de las partes civiles públicas y de las asociaciones que se habían constituido en la acción civil; (ii) hizo lugar a la mayor parte de las pretensiones de los particulares, remitiéndolas a los tribunales civiles para su cuantificación, sin conceder un laudo provisional. Los empleados condenados y el responsable civil Enel Produzione recurrieron la sentencia de condena; también presentó recurso el empleado en relación con el cual se había declarado la prescripción. Mediante resolución dictada el 8 de febrero de 2019, el Tribunal de Apelación de Lecce: (i) ratificó la sentencia de primera instancia sobre las condenas penales de dos directivos de Enel Produzione; (ii) desestimó las demandas de indemnización por daños y perjuicios de algunos particulares recurrentes; (iii) hizo lugar a algunas solicitudes de indemnización por daños y perjuicios desestimadas en primera instancia, remitiendo a las partes, al igual que a las demás, cuya reclamación se había dado lugar en primera instancia, a los tribunales civiles para su cuantificación, sin conceder ningún laudo provisional; (iv) confirmó el resto de la sentencia del Tribunal de Brindisi con la excepción de la extensión de las costas procesales también a la Provincia de Brindisi, a la que no se había reconocido ninguna indemnización por daños y perjuicios, ni en primera ni en segunda instancia.

Con un auto posterior, el Tribunal de Apelación de Lecce aceptó la solicitud de subsanación de la sentencia propuesta por la Provincia de Brindisi, reconociendo la existencia de un error material y, por lo tanto, el derecho genérico de la Provincia a la indemnización por daños y perjuicios. Posteriormente, la defensa presentó un recurso contra la sentencia de apelación. En la audiencia celebrada el 1 de octubre de 2020, el Tribunal de Casación ordenó la anulación de la sentencia del Tribunal de Apelación de Lecce, con remisión a otra sección del mismo Tribunal para la realización de un nuevo juicio. El nuevo juicio se realizó ante la Sección Penal del Tribunal de Apelaciones de Lecce la cual, en la vista del 10 de noviembre de 2021, emitió sentencia de absolución plena de los imputados "por no haber cometido el delito" y, como consecuencia, revocó las disposiciones civiles.

Además, algunos empleados de Enel Produzione han estado involucrados en dos procesos penales en los tribunales de Reggio Calabria y Vibo Valentia por el delito de eliminación ilegal de residuos a raíz de presuntas violaciones relacionadas con la eliminación de residuos de la central termoeléctrica de Brindisi. Enel Produzione no fue demandada como responsable civil. Ambos procesos se resolvieron de manera positiva para los empleados de Enel Produzione. Con respecto al procedimiento ante el Tribunal de Vibo Valentia, en la audiencia del 17 de junio de 2021, el Tribunal leyó el fallo de la sentencia declarando que no se debía proceder en relación con los imputados frente a los delitos que se les adscribían porque estos habían prescriptos, excluyendo, asimismo, que fuese aplicable la agravante del artículo 434, apartado 2 c.p. Con referencia al procedimiento ante el Tribunal de Reggio Calabria, el mismo terminó con la vista del 23 de junio de 2016. Con esta sentencia, el Tribunal absolvió a casi todos los acusados de Enel de los principales delitos por inexistencia del hecho imputado. En un caso declaró la prescripción. Asimismo, se declaró la prescripción para todos los delitos restantes, de menor trascendencia penal.

Procedimiento antimonopolio de Enel, Enel Energia y Servizio Elettrico Nazionale

El 11 de mayo de 2017, la autoridad de competencia italiana (Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, AGCM), notificó el inicio de un procedimiento por presunto abuso de posición dominante contra Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) y Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN). El procedimiento se inició a partir de las denuncias presentadas por la Asociación Italiana de Mayoristas y Comerciantes de Energía (AIGET), la empresa Green Network SpA (GN), como así también, sobre la base de algunos informes de consumidores individuales.

El 20 de diciembre de 2018, la AGCM adoptó la resolución final por la que ordenó la imposición de una sanción administrativa pecuniaria de 93.084.790,50 euros a las empresas Enel, SEN y EE por abuso de posición dominante con-

traviniendo el artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).
La conducta impugnada consistía en la presunta adopción de una estrategia para excluir a los competidores del libre mercado de suministro minorista, llevada a cabo por las empresas operativas del Grupo, EE en particular, que habrían usado el consentimiento al tratamiento de los datos personales para fines comerciales para enviar sus ofertas dentro del Grupo, con el fin de contactar a los clientes de SEN en el mercado protegido.
Con respecto a las demás alegaciones planteadas en la resolución de inicio del procedimiento y con respecto a la organización y el desempeño de las actividades de venta en los puntos físicos locales (Enel Points y Enel Points Partner Shops) y a las políticas de recuperación denunciadas por GN, la AGCM concluyó que la fase de instrucción no había arrojado indicios suficientes para imputar ninguna conducta abusiva a las sociedades del Grupo Enel.
Las empresas involucradas impugnaron la decisión de la AGCM y presentaron recurso de anulación ante el Tribunal Administrativo Regional (TAR) del Lacio. La sentencia del TAR del 17 de octubre de 2019 dio lugar parcialmente a los recursos presentados por SEN y EE, recalculando el período del abuso a 1 año y 9 meses —en vez del período inicial de 5 años y 5 meses— e imponiendo a la AGCM redeterminar la sanción según los criterios especificados en la motivación. En la misma sentencia el TAR rechazó el recurso de Enel, que impugnaba la supuesta responsabilidad solidaria de la Empresa Matriz con SEN y EE. Con dicha sentencia no se alcanzaron efectos económicos autónomos respecto a la orden impuesta a la AGCM de redeterminar la sanción. Con resolución del 27 de noviembre de 2019, la AGCM redeterminó la sanción cuantificándola en 27.529.786,46 euros.
Las tres empresas del Grupo Enel impugnaron con apelación ante el Consejo de Estado las sentencias del TAR y presentaron instancia cautelar para que se suspenda la sentencia de redeterminación de la sanción adoptada por la AGCM. Con auto del 20 de julio de 2020, el Consejo de Estado, previa unificación de las tres impugnaciones, suspendió el juicio y dispuso el procedimiento prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) en virtud del artículo 267 TFUE, formulando algunas cuestiones dirigidas a aclarar la interpretación del concepto "abuso de posición dominante" que debe aplicarse en el caso. El 11 y el 18 de septiembre de 2020, el TJUE notificó, respectivamente, a EE y a SEN y a Enel, el inicio del procedimiento en virtud del artículo 267 TFUE. Las empresas presentaron sus escritos y, posteriormente, EE y SEN participaron en la vista oral llevada a cabo el 9 de septiembre de 2021. En la posterior vista del 9 de diciembre de 2021, el Abogado General presentó sus conclusiones al TJUE.
A la espera del inicio del procedimiento ante el TJUE, Enel, EE y SEN presentaron una instancia cautelar adicional para que se suspenda la ejecución de la sentencia del TAR impugnada y de la sentencia de redeterminación de la sanción.
Con tres resoluciones distintas con texto idéntico, publicadas el 16 de noviembre de 2020, el Consejo de Estado dio lugar a la instancia de suspensión presentada por las empresas Enel solicitando como garantía de pago de la sanción, en caso de eventual resultado desfavorable del juicio, la emisión de una fianza a primera demanda en favor de la AGCM correspondiente a la suma de la sanción recalculada y suspendida con carácter cautelar. La garantía fue emitida regularmente.
Asimismo, con sentencia separada, el Consejo de Estado fijó para el 11 de noviembre de 2021 la fecha del debate final del mérito del recurso de apelación. Dicha audiencia fue pospuesta a la espera de la decisión del TJUE.

Litigios BEG – Italia, Francia, Países Bajos, Luxemburgo

Tras un procedimiento de arbitraje iniciado en Italia por BEG SpA (BEG), Enelpower SpA (Enelpower) obtuvo un laudo favorable en 2002, confirmado en 2010 por una decisión del Tribunal de Casación, por el que se desestimó en su totalidad la reclamación de daños y perjuicios del demandante en relación con el supuesto incumplimiento por parte de Enelpower de un acuerdo para la construcción de una central hidroeléctrica en Albania. Posteriormente, BEG, a través de su filial Albania BEG Ambient Shpk (ABA), sociedad constituida conforme a la legislación albanesa, inició un procedimiento en Albania contra Enelpower y Enel SpA (Enel), en relación con el mismo asunto, obteniendo del Tribunal de Distrito de Tirana, el 24 de marzo de 2009, una sentencia, confirmada por el Tribunal de Casación albanés, por la que se condena a Enelpower y a Enel a pagar una indemnización por daños y perjuicios extracontractuales de aproximadamente 25 millones de euros para 2004 y otros daños y perjuicios, no cuantificados, para los años siguientes. A raíz de esta decisión, ABA exigió a Enel el pago de más de 430 millones de euros.

El 16 de junio de 2015, el Tribunal de Roma dio por concluida la primera instancia del procedimiento ulterior interpuesto por Enel y Enelpower ante el Tribunal de Roma, en el que se solicitaba la determinación de la responsabilidad de BEG por haber ignorado el fallo del laudo dictado en Italia a favor de Enelpower a través de las citadas iniciativas adoptadas por su filial ABA. Con esta acción, Enelpower y Enel solicitaron que se condenara a BEG a una indemnización por daños y perjuicios equivalente al importe que Enel y Enelpower deberían pagar a ABA en caso de ejecución de la sentencia albanesa. Con la sentencia antes mencionada, el Tribunal de Roma declaró el defecto de legitimación pasiva de BEG o, subsidiariamente, la inadmisibilidad de la demanda por falta de interés en actuar de Enel y Enelpower, ya que la sentencia albanesa aún no ha

sido declarada ejecutiva en ningún país, con compensación de costas del juicio. Enel y Enelpower recurrieron la citada sentencia de primera instancia ante el Tribunal de Apelación de Roma, solicitando su íntegra revisión. El caso está ahora en fase de resolución.

El 5 de noviembre de 2016, Enel y Enelpower interpusieron un recurso ante el Tribunal de Casación de Albania, solicitando la revocación de la sentencia dictada por el Tribunal de Distrito de Tirana el 24 de marzo de 2009. El procedimiento aún está pendiente.

El 20 de mayo de 2021, el Tribunal Europeo de Derechos Humanos (TEDH) dictó la sentencia con la que decidió sobre el recurso presentado por BEG contra el Estado italiano por violación del artículo 6.1 del Convenio Europeo de Derechos Humanos. Con esta sentencia el Tribunal desestimó el pedido de BEG de reabrir el procedimiento de arbitraje y, además, desestimó su reclamación de daños y perjuicios equivalente a aproximadamente 1.200 millones de euros por inexistencia del nexo de causalidad con la conducta impugnada, reconociéndole una indemnización de solo 15.000,00 euros por daños no patrimoniales.

Sin embargo, el 29 de diciembre de 2021, BEG, con una acción que la Empresa y sus abogados consideran infundada y engañosa, decidió igualmente demandar al Estado italiano ante el Tribunal de Milán para solicitar, como consecuencia de la sentencia del TEDH, una indemnización a título de responsabilidad extracontractual por una suma cuantificada en aproximadamente 1.800 millones de euros. BEG también demandó a Enel y a Enelpower como solidariamente responsables. La primera vista está pautada para el 27 de abril de 2022. Enel y Enelpower están preparando su defensa para comparecer ante el Tribunal.

Procedimientos iniciados por Albania BEG Ambient Shpk (ABA) para el reconocimiento de la sentencia del Tribunal de Tirana de 24 de marzo de 2009

Francia

En febrero de 2012, ABA demandó a Enel y Enelpower ante el Tribunal de Grande Instance de París (TGI) solicitando el reconocimiento de la sentencia albanesa en Francia. Enel y Enelpower comparecieron ante el tribunal oponiéndose a esta pretensión.

Con posterioridad al inicio de estos procedimientos, entre 2012 y 2013, Enel France también recibió órdenes de embargo preventivos de terceros (*Saisie Conservatoire de Créances*) a favor de ABA por cualquier crédito de Enel frente a Enel France.

El 29 de enero de 2018, el TGI dictó sentencia favorable a Enel y Enelpower negando a ABA el reconocimiento y la ejecución en Francia de la sentencia del Tribunal de Tirana por incumplimiento de los requisitos exigidos por la ley francesa a efectos de *exequátur*. En particular, entre otras cosas, el TGI dictaminó que: (i) la sentencia albanesa es contraria a una decisión preexistente, en este caso el laudo arbitral de 2002 y (ii) constituye un fraude de ley el hecho de que BEG haya intentado obtener en Albania lo que no logró obtener en la sentencia arbitral italiana, proponiendo de nuevo la misma demanda a través de su filial ABA.

ABA ha recurrido esta sentencia. Con sentencia del 4 de mayo de 2021 el Tribunal de Apelación desestimó en su totalidad el recurso de ABA, condenándola además a pagar a Enel y a Enelpower 200.000,00 euros a cada una en concepto de costas procesales. En concreto, el Tribunal de Apelación confirmó en su totalidad lo dictaminado por el TGI en relación a la incompatibilidad de la sentencia albanesa con el laudo arbitral del 2002, el cual tiene valor de cosa juzgada en virtud del derecho francés y no necesita de una revisión incidental por parte del juez.

El 21 de junio de 2021, ABA presentó un recurso ante la *Cour de Cassation* contra la sentencia del Tribunal de Apelación de París. Enel y Enelpower están preparando su defensa para comparecer ante la *Cour de Cassation*.

Por último, Enel y Enelpower iniciaron un proceso separado para obtener la liberación de los embargos preventivos obtenidos por ABA y venidos a menos como consecuencia de la sentencia de apelación.

Países Bajos

A finales de julio de 2014, ABA inició un procedimiento ante el Tribunal de Ámsterdam para obtener el reconocimiento y la ejecución de la decisión albanesa en los Países Bajos. Con sentencia del 29 de junio de 2016, el Tribunal de Primera Instancia reconoció la sentencia albanesa en los Países Bajos y, por lo tanto, condenó a Enel y Enelpower a pagar la suma de 433.091.870,00 euros a ABA, más las costas y accesorios de 60.673,78 euros. Sin embargo, mediante el mismo auto, el Tribunal de Ámsterdam desestimó la petición de ABA de declarar la sentencia provisionalmente ejecutiva.

En una primera sentencia de 17 de julio de 2018, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam dio lugar al recurso interpuesto por Enel y Enelpower, declarando que la sentencia albanesa no podía ser reconocida y ejecutada en los Países Bajos, por ser arbitraria y manifiestamente irrazonable, y por tanto contraria al orden público holandés.

El procedimiento ante el Tribunal de Apelación continuó en relación con la demanda subordinada de ABA, que pretendía que el Tribunal de los Países Bajos se pronunciara sobre el fondo del litigio en Albania y, en particular, sobre la supuesta responsabilidad extracontractual de Enel y Enelpower por la no construcción de la central en Albania.

En una sentencia definitiva de 3 de diciembre de 2019, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam anuló en su totalidad la sentencia de primera instancia de 29 de junio de 2016, desestimando todas las demandas presentadas por ABA. El Tribunal llegó a esta conclusión después de afirmar su competencia sobre la demanda subordinada de ABA y

tras reexaminar el fondo del litigio conforme al derecho albanés y afirmar la ausencia de toda responsabilidad extracontractual por parte de Enel y Enelpower. Como consecuencia de la decisión del Tribunal de Apelación, Enel y Enelpower no están obligadas a abonar importe alguno a ABA, que, por el contrario, ha sido condenada por el Tribunal de Apelación a reembolsar a las empresas los daños y perjuicios sufridos como consecuencia de los embargos ilícitos, que se cuantificarán en un procedimiento aparte, así como las costas del procedimiento en primera instancia y en apelación.
ABA recurrió la sentencia del Tribunal de Apelación ante el Tribunal Supremo de los Países Bajos. Tras la presentación del dictamen del Abogado General, favorable a Enel y Enelpower, solicitando se rechace el recurso de ABA, el 16 de julio de 2021 el Tribunal Supremo desestimó en su totalidad las pretensiones de ABA condenándola a pagar las costas del juicio. La decisión del Tribunal de Apelación pasó así a revestir carácter de cosa juzgada y, por lo tanto, no hay más procesos pendientes en los Países Bajos.

Luxemburgo
En Luxemburgo, nuevamente por iniciativa de ABA, se notificaron a J. P. Morgan Bank Luxembourg SA ciertos embargos preventivos a terceros de eventuales créditos otorgados por el sistema financiero a las dos empresas del Grupo Enel.
Paralelamente, ABA inició un procedimiento para que la sentencia del Tribunal de Tirana fuera reconocida en Luxemburgo. El procedimiento se encuentra todavía en una fase inicial y aún no se ha emprendido ninguna acción judicial.

Estados Unidos e Irlanda
En 2014, ABA había iniciado dos procedimientos de *exequátur* ante los tribunales del estado de Nueva York e Irlanda con el fin de obtener el reconocimiento de la sentencia albanesa en esos países. Ambos procedimientos concluyeron favorablemente para Enel y Enelpower el 23 de febrero y el 26 de febrero de 2018, respectivamente. Por lo tanto, no hay procedimientos pendientes ni en Irlanda ni en el estado de Nueva York.

Incentivos medioambientales – España

Tras la decisión de la Comisión Europea de 27 de noviembre de 2017 sobre el tema de los incentivos medioambientales para las centrales termoeléctricas (Decisión), la Comisión concluyó, con carácter preliminar, que el incentivo medioambiental a la inversión para las centrales de carbón previsto en la Orden española ITC/3860/2007 constituiría una ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), expresando sus dudas sobre la compatibilidad de este incentivo con el mercado interno. Si bien reconoce que se trata de incentivos en línea con la política medioambiental de la Unión Europea, la Dirección General de Competencia de la Comisión inició un procedimiento de investigación formal conforme con el artículo 108, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) para determinar si el incentivo en cuestión constituye una ayuda estatal compatible con el mercado interno. El 13 de abril de 2018, Endesa Generación SA, en calidad de tercero interesado, presentó observaciones en contra de esta interpretación. Posteriormente, el 8 de septiembre de 2021 se desestimó el recurso presentado por Gas Natural (ahora Naturgy) ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) contra la Decisión. El procedimiento de investigación en virtud del artículo 108 del TFUE sigue abierto.

Bono social – España

Con sentencias de 24 y 25 de octubre de 2016 y 2 de noviembre de 2016, el Tribunal Supremo español declaró inaplicable el artículo 45 apartado 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), por su incompatibilidad con la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, dando lugar a los recursos interpuestos por Endesa contra la obligación de financiar el "Bono Social". El Tribunal Supremo reconoció el derecho de Endesa a percibir todos los importes que habían sido abonados a los usuarios en concepto de "Bono Social" de conformidad con la ley declarada inaplicable por el Tribunal Supremo, por un total aproximado de 214 millones de euros, más los intereses. La Administración impugnó dichas sentencias del Tribunal Supremo pidiendo que se declarasen nulas, pero los recursos correspondientes fueron desestimados.
Posteriormente, la Administración interpuso dos recursos ante el Tribunal Constitucional solicitando la reapertura de los procedimientos del Tribunal Supremo para que este plantee una cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). El Tribunal Constitucional dio lugar a estos recursos y, por tanto, el Tribunal Supremo planteó la cuestión prejudicial al TJUE. Todas las partes, incluida Endesa, presentaron sus alegaciones por escrito. El 14 de octubre de 2021, luego de que el Abogado General emitiera su dictamen favorable a Endesa, el TJUE resolvió la cuestión prejudicial a favor de Endesa, reconociendo la incompatibilidad del artículo 45 apartado 4 LSE con la citada Directiva europea. El 21 de diciembre de 2021, el Tribunal Supremo dictó sentencia definitiva confirmando lo que se había afirmado previamente en la sentencia del 24 de octubre de 2016. En concreto, el Tribunal Supremo declaró que el régimen de financiamiento del Bono Social previsto por el artículo 45 apartado 4 LSE es inaplicable por ser contrario al artículo 3.2 de la Directiva 2009/72/CE, y declaró la nulidad del Real Decreto 968/2014.

Litigio "Relaciones Industriales" Endesa I – España

Después de una serie de reuniones de la Comisión Negociadora del V Convenio Colectivo Marco de Endesa (Comisión Negociadora) que comenzaron en octubre de 2017 y continuaron durante todo 2018, dada la imposibilidad de llegar a un acuerdo entre las partes, Endesa comunicó a los trabajadores y a sus representantes sindicales que: con efectos a partir del 1 de enero de 2019, el IV Convenio Colectivo debía considerarse rescindido del mismo modo que el denominado "acuerdo marco de garantías" y el "acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo en el período 2013-2018", estableciendo la aplicación, a partir de esa fecha, de la legislación laboral general, así como de los criterios jurisprudenciales al respecto.

A pesar de que en febrero de 2019 se retomaron las negociaciones de la Comisión Negociadora, las diferencias interpretativas entre Endesa y los sindicatos sobre los efectos de la rescisión del IV Convenio Colectivo, en particular en lo que respecta a los beneficios sociales reconocidos al personal jubilado, implicaron el inicio de una acción judicial de interés colectivo por parte de los sindicatos representados en la empresa. El 26 de marzo de 2019, el tribunal de primera instancia dictó sentencia a favor de Endesa, considerando legítima la interpretación de la empresa sobre la corrección de la abolición de algunos beneficios sociales para el personal jubilado como consecuencia de la resolución del IV Convenio Colectivo Marco de Endesa. Los sindicatos impugnaron dicha sentencia ante el Tribunal Supremo, mientras que la sentencia de primera instancia seguía siendo provisionalmente ejecutiva. Endesa compareció ante el Tribunal. En diciembre de 2019, el sindicato más representativo de Endesa decidió desistir del procedimiento en curso ante el Tribunal Supremo para participar voluntariamente en un arbitraje en el Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje (SIMA) destinado a resolver las principales diferencias relacionadas con el V Convenio Colectivo Marco de Endesa. Los restantes sindicatos involucrados decidieron no adherir al arbitraje y seguir adelante con el procedimiento ante el Tribunal Supremo.

El laudo arbitral se dictó el 21 de enero de 2020, en virtud del cual se modificaron las partes correspondientes del V Convenio Colectivo Marco de Endesa, que posteriormente fue firmado por los interlocutores sociales y entró en vigor el 23 de enero de 2020. En esta misma fecha, Endesa también firmó dos convenios colectivos adicionales ("acuerdo marco de garantía" y "acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo") con todos los representantes sindicales de la empresa. El 17 de junio de 2020, el V Convenio Colectivo Marco de Endesa fue publicado en el Boletín Oficial español (Boletín Oficial del Estado), adquiriendo plena eficacia.

El 7 de julio de 2021, el Tribunal Supremo dictó sentencia (notificada el 22 de julio de 2021) con la cual desestimó en su totalidad los recursos presentados por los sindicatos, confirmando la sentencia de primera instancia del 26 de marzo de 2019. En concreto, el Tribunal Supremo afirmó que las prestaciones sociales (y entre estas las relacionadas con la tarifa eléctrica) tienen origen exclusivamente en los convenios colectivos, tanto para los empleados actuales como para los empleados jubilados, así como también para sus familiares, con la consecuencia que su resolución (como sucedió en el caso del IV Convenio Colectivo) implica la reglamentación general contractual de las condiciones allí establecidas para los empleados actuales y, en el caso de los empleados jubilados y sus familiares, la extinción definitiva de todos sus derechos, hasta su nueva reglamentación mediante el V Convenio Colectivo Marco de Endesa. Paralelamente, el personal jubilado y los antiguos empleados que se habían acogido a los acuerdos de incentivos de salida (AVS) han iniciado numerosas acciones individuales para confirmar judicialmente que la resolución del IV Convenio Colectivo Marco de Endesa no les es de aplicación. La mayoría de estos procedimientos han sido suspendidos o están siendo suspendidos, en espera de que se dicte la sentencia del juicio colectivo ante el Tribunal Supremo, dado que la sentencia del Tribunal Supremo, al referirse a un "litigio colectivo", tiene efecto de cosa juzgada sobre cada uno de los juicios relativos al mismo objeto. Como consecuencia de la sentencia del Tribunal Supremo del 7 de julio de 2021, la suspensión de muchos de estos juicios fue revocada con el fin de poder dictar sentencias desestimatorias.

Litigio "Relaciones Industriales" Endesa II – España

El 30 de diciembre de 2020, la Audiencia Nacional notificó a Endesa una demanda de "litigio colectivo" iniciada por tres sindicatos con representación minoritaria, depositada el 16 de diciembre de 2020, que tiene como objeto la anulación de algunas "disposiciones derogatorias" del V Convenio Colectivo Marco de Endesa. Para los actores, las disposiciones derogatorias impugnadas implicarían la abolición ilegítima de beneficios sociales y derechos económicos de los trabajadores. Por el contrario, Endesa sostiene que estas disposiciones son plenamente legítimas, en consonancia con los argumentos sostenidos durante el juicio relativo a la derogación de los beneficios sociales del personal jubilado. Las demandas de los sindicatos fueron desestimadas con sentencia del 15 de noviembre de 2021 y se reconoció la legitimidad del V Convenio Colectivo Marco de Endesa. Los sindicatos impugnaron la sentencia ante el Tribunal Supremo.

Litigios con Furnas-Tractebel – Brasil

En 1998, la empresa brasileña CIEN (ahora Enel CIEN) firmó un contrato con Tractebel para la puesta a disposición y el

suministro de electricidad procedente de Argentina a través de la línea de interconexión Argentina-Brasil de la que es propietaria. Debido a la regulación argentina, promulgada como consecuencia de la crisis económica de 2002, CIEN se vio imposibilitada para poner la energía a disposición de Tractebel.

En octubre de 2009, Tractebel presentó una demanda contra Enel CIEN. Enel CIEN impugnó la demanda, invocando el caso de fuerza mayor derivado de la crisis en Argentina como principal argumento en su defensa. Tractebel ha manifestado extrajudicialmente su intención de adquirir el 30% de la línea de interconexión en cuestión. El 14 de febrero de 2019, Enel CIEN recibió la notificación de una orden de inicio de las acciones periciales, que actualmente están pendientes. El valor estimado del litigio es de aproximadamente 118 millones de reales brasileños (unos 28 millones de euros), más los intereses, la revaluación y los daños y perjuicios por cuantificar.

Por razones similares, en mayo de 2010, Furnas también presentó una demanda judicial por la falta de suministro de electricidad por parte de Enel CIEN, solicitando el pago de aproximadamente 571,6 millones de reales brasileños (aproximadamente 91 millones de euros), además de daños y perjuicios por cuantificar, con la pretensión de adquirir la propiedad de una parte (en este caso el 70%) de la línea de interconexión. El procedimiento finalizó a favor de Enel CIEN con una sentencia dictada por el *Tribunal de Justiça*, que se convirtió en definitiva el 18 de octubre de 2019, desestimando todas las pretensiones de Furnas.

Litigios con Cibran – Brasil

La empresa Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) interpuso seis acciones judiciales contra la empresa del Grupo Enel Ampla Energia e Serviços SA (Ampla)[40] para obtener una indemnización por los supuestos daños y perjuicios sufridos como consecuencia de las interrupciones del servicio de energía prestado por la empresa distribuidora brasileña entre 1987 y 2002, además de reclamaciones por daños morales. El juez ordenó un único informe pericial para los procedimientos antes mencionados, cuyo resultado fue parcialmente desfavorable para Ampla. Está última impugnó el informe y solicitó un nuevo informe, lo que llevó a rechazar parte de las pretensiones de Cibran, que posteriormente impugnó ese nuevo informe. El resultado del recurso fue favorable a Ampla.

La primera demanda, presentada en 1999 con referencia a los años de 1995 a 1999, fue resuelta por una sentencia en primera instancia, dictada en septiembre de 2014 y que condenaba a Ampla a pagar unos 200.000 reales brasileños (aproximadamente 46.000 euros), más una indemnización por daños y perjuicios que se cuantificará posteriormente. Contra esta decisión, Ampla interpuso un recurso que fue confirmado por el *Tribunal de Justiça*, rechazando todas las pretensiones de Cibran. Esta decisión se hizo definitiva el 24 de agosto de 2020.

En cuanto a la segunda demanda, presentada en 2006 con referencia a los años de 1987 a 1994, se dictó una sentencia el 1 de junio de 2015 en la que se condenaba a Ampla a pagar daños materiales cuantificados en 96.465.103 reales brasileños (aproximadamente 23 millones de euros), más intereses y una indemnización de 80.000 reales brasileños (aproximadamente 19.000 euros) por daños morales. El 8 de julio de 2015, Ampla recurrió esta decisión ante el *Tribunal de Justiça* de Río de Janeiro, el cual, el 6 de noviembre de 2019, emitió una sentencia dando lugar a la demanda de Ampla, rechazando todas las pretensiones de Cibran. El 25 de noviembre de 2019, Cibran presentó un recurso contra la sentencia del *Tribunal de Justiça* de Río de Janeiro, que fue rechazado preliminarmente por motivos formales el 10 de septiembre de 2020. El 29 de enero de 2021, Cibran apeló esta sentencia ante el *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) en un recurso (*agravo de instrumento*) que fue desestimado el 8 de junio de 2021. El 22 de junio de 2021, Cibran presentó un recurso (*agravo interno*) ante el TSJ y el procedimiento está pendiente.

Por lo que respecta a las cuatro sentencias restantes, relativas a los años 2001-2002, aún está pendiente una sentencia en primera instancia. El importe de todos los litigios se estima en unos 612,1 millones de reales brasileños (aproximadamente 96,02 millones de euros).

Litigio con Coperva – Brasil

En el marco del proyecto de expansión de la red en las zonas rurales de Brasil, la Companhia Energética do Ceará SA (Coelce)[41], entonces propiedad del Estado y actualmente empresa del Grupo, había firmado contratos para el uso de redes con algunas cooperativas en 1982, constituidas específicamente para llevar a cabo este proyecto. Los contratos preveían el pago de un canon mensual por parte de Coelce, que también debería ocuparse del mantenimiento de las redes.

Estos contratos, firmados entre cooperativas establecidas en circunstancias particulares y la empresa pública, no identificaron exactamente las redes cubiertas por los contratos y esto llevó a algunas de estas cooperativas a promover acciones contra Coelce para solicitar, entre otras cosas, la revisión del canon estipulado en el contrato.

Entre estos procedimientos se encuentra la acción de la Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda ("Coperva") por un valor aproximado de 374 millones de

(40) El nombre comercial de la sociedad Ampla es Enel Distribuição Rio de Janeiro.
(41) El nombre comercial de la sociedad Coelce es Enel Distribuição Ceará.

reales brasileños (aproximadamente 59,3 millones de euros). Coelce obtuvo sentencias favorables en primera instancia y en apelación, pero Coperva interpuso otro recurso (*Embargo de Declaração*), relativo a cuestiones procesales, que también fue rechazado por el juez de segunda instancia con sentencia de 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016, Coperva interpuso entonces un recurso especial ante el *Superior Tribunal de Justiça* (STJ), apelando la sentencia de segunda instancia también en cuanto al fondo. El recurso de Coperva fue estimado, el 5 de noviembre de 2018, limitándose a la sentencia dictada por el juzgado de primera instancia en el recurso anterior (*Embargo de Declaração*). El 3 de diciembre de 2018, Coelce presentó un recurso (*agravo interno*) contra esta decisión ante el STJ. El procedimiento actualmente está pendiente.

Litigios con AGM – Brasil

En 1993, Celg-D[42], la Asociación de Municipios de Goiás (AGM), el estado de Goiás y el Banco de Goiás celebraron un acuerdo (Convenio) para el pago de las deudas de las administraciones municipales con Celg-D a través de la recaudación de cuotas del ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, impuesto sobre la circulación de bienes y servicios), que el Estado debía ceder a dichas administraciones. En 2001, las partes del acuerdo fueron demandadas por los distintos municipios para que se declarara la nulidad del acuerdo, que posteriormente fue declarada por el Tribunal Supremo Federal debido a la falta de participación de los municipios en la formación del acuerdo. En septiembre de 2004, Celg-D llegó a un acuerdo con 23 municipios. Entre 2007 y 2008, Celg-D fue demandada de nuevo en varios litigios por otras administraciones municipales (actualmente hay 65 litigios pendientes) para la restitución de las sumas recibidas hasta ahora en el marco del acuerdo. A pesar de la nulidad del acuerdo, la posición de Celg-D es la de considerar legítimo el pago de las deudas por parte de las administraciones, ya que los suministros se realizaron correctamente y, por lo tanto, no deben aceptarse las reclamaciones de restitución de las cantidades pagadas.
Los juicios pendientes ante el Tribunal del Estado de Goiás incluyen: (i) la acción del Municipio de Aparecida de Goiânia, pendiente en primera instancia y actualmente en fase de instrucción, por un importe de aproximadamente 726 millones de reales brasileños (aproximadamente 113,4 millones de euros); (ii) la acción del Municipio de Quirinópolis, también pendiente en primera instancia y en fase de instrucción, por un importe de aproximadamente 388 millones de reales brasileños (aproximadamente 61,48 millones de euros) (iii) la acción del Municipio de Anápolis, remitida al tribunal de primera instancia tras el fracaso de un intento de conciliación entre las partes y pendiente de la fase preliminar, por un importe de aproximadamente 368,7 millones de reales brasileños (aproximadamente 54,4 millones de euros).
El valor total de los litigios es de aproximadamente 3.920 millones de reales brasileños (unos 621,5 millones de euros). El pasivo contingente derivado de este litigio está cubierto por el llamado fondo "Funac", creado en el marco del proceso de privatización de Celg-D.

Litigio con ANEEL – Brasil

En 2014, Electropaulo[43] interpuso un recurso ante los tribunales federales brasileños para anular la medida administrativa de la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que, en 2012, había introducido con carácter retroactivo un coeficiente negativo que debía aplicarse en la determinación de las tarifas para el siguiente período regulatorio (2011-2015). En dicho auto, la Autoridad ordenó la restitución del valor de determinados componentes de la red incluidos en la tarifa por considerarlos inexistentes, así como el rechazo de la solicitud de Electropaulo de incluir componentes adicionales en la tarifa. Esta medida administrativa de la ANEEL fue impugnada y se ordenó su suspensión el 9 de septiembre de 2014 como medida cautelar. El procedimiento de primera instancia se encuentra todavía en su fase preliminar y el valor del litigio es de aproximadamente 1.288 millones de reales brasileños (unos 204,1 millones de euros).

El Quimbo – Colombia

En relación con el proyecto El Quimbo para la construcción de una planta hidroeléctrica de 400 MW en la región de Huila (Colombia) por parte de Emgesa, hay algunas acciones judiciales pendientes (acciones de grupo y acciones populares) iniciadas por habitantes/pescadores locales. En concreto, una primera acción colectiva, que se encuentra en fase preliminar, ha sido iniciada por unos 1.140 vecinos del municipio de Garzón que se quejan de que la construcción de la central eléctrica reduciría los ingresos de sus negocios en un 30% aproximadamente. Un segundo procedimiento fue iniciado entre agosto de 2011 y diciembre de 2012 por habitantes y empresas/asociaciones de los cinco municipios del Huila por supuestos daños en relación con el cierre de un puente (Paso El Colegio). En relación con las llamadas acciones populares, en 2008 algunos habitantes de la zona iniciaron un procedimiento para solicitar, entre otras cosas, la suspensión de la licencia ambiental. En el marco de esta acción, el 11 de septiembre de 2020, el Tribunal del Huila falló en contra de Emgesa y le ordenó el cumplimiento de

(42) El nombre comercial de la sociedad Celg-D es Enel Distribuição Goiás.
(43) El nombre comercial de la sociedad Eletropaulo es Enel Distribuição São Paulo.

las obligaciones derivadas de la licencia ambiental. La ANLA presentó una petición de aclaración de la sentencia.
Por otra parte, otra acción popular fue promovida por algunas empresas pesqueras en relación con el supuesto impacto del llenado del embalse del Quimbo sobre la pesca en el embalse de Betania, aguas abajo del Quimbo. Tras una serie de sentencias cautelares, el juez del Huila resolvió el 22 de febrero de 2016 autorizar provisionalmente la producción por un período de seis meses. El juez exigió a Emgesa la elaboración de un proyecto técnico para garantizar el cumplimiento de los niveles de oxígeno y la emisión de una garantía de aproximadamente 20.000.000.000 de pesos colombianos (aproximadamente 5,5 millones de euros). Subsecuentemente, el Tribunal del Huila ordenó una prórroga de seis meses, por lo que, a falta de una orden judicial en contrario, la central del Quimbo sigue produciendo energía ya que el sistema de oxigenación implementado por Emgesa ha demostrado que, hasta el momento, permite alcanzar los niveles de oxígeno impuestos por el Tribunal. El 22 de marzo de 2018, la ANLA y la CAM presentaron conjuntamente el informe final de las actividades de monitoreo de la calidad del agua cuenca abajo de la presa de la Central "El Quimbo", mediante el cual ambas autoridades confirmaron el cumplimiento de los niveles de oxígeno por parte de Emgesa. Tras la presentación de los escritos de defensa de las partes, el 12 de enero de 2021, se recibió la comunicación de la emisión de la sentencia de primera instancia por parte del Tribunal del Huila (posteriormente notificada a la empresa el 1 de febrero de 2021) que, si bien reconocía que el sistema de oxigenación implementado por Emgesa había mitigado los riesgos asociados a la protección de la fauna en la cuenca de Betania, imponía una serie de obligaciones a las autoridades ambientales implicadas, así como a la propia Emgesa. En concreto, se le ha pedido que ponga en marcha un proyecto de descontaminación para garantizar que el agua de la cuenca no suponga un riesgo para la flora y la fauna del río, que será objeto de verificación por parte de la ANLA, y que garantice, de forma permanente, el funcionamiento del sistema de oxigenación ya implantado, adaptándolo a los parámetros exigidos por la ANLA. El 4 de marzo de 2021, Emgesa apeló esta sentencia ante el Consejo de Estado.
El 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado dio lugar a la apelación de Emgesa. El procedimiento continúa en segunda instancia.

Procedimiento de usuarios de Nivel de Tensión Uno – Colombia

Se trata de una acción de grupo iniciada por el Centro Médico de la Sabana y otros contra Codensa para recibir la devolución de lo supuestamente pagado de más en la tarifa. La acción se basa en la supuesta falta de aplicación por parte de Codensa de una concesión tarifaria a la que tendrían derecho los demandantes como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno (tensión inferior a 1 kV) y propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la resolución n.º 82 de 2002, modificada posteriormente por la resolución n.º 97 de 2008. El procedimiento se encuentra actualmente en la fase de instrucción. El valor estimado del caso es de unos 337.000 millones de pesos colombianos (unos 96 millones de euros).

Litigio de Gabčíkovo – Eslovaquia

La empresa Slovenské elektrárne (SE) está involucrada en varios litigios ante los tribunales nacionales en relación con la central hidroeléctrica de 720 MW de Gabčíkovo, que es operada por Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) y cuya operación y mantenimiento, en el contexto de la privatización de SE en 2006, fue adjudicada a SE por un período de 30 años en virtud de un acuerdo de explotación (Acuerdo Operativo VEG).
Poco después del cierre de la privatización, la Oficina de Contratación Pública (*Public Procurement Office*, PPO) interpuso un recurso ante el Tribunal de Bratislava para establecer la nulidad del acuerdo de explotación del *VEG Operating Agreement* sobre la base de una supuesta infracción de la ley de contratación pública, calificando dicho contrato como un contrato de servicios y como tal sujeto a la citada ley. La primera instancia terminó en noviembre de 2011 con una decisión favorable a SE, que fue inmediatamente recurrida por la PPO.
Paralelamente a la acción de PPO, VV también inició varias acciones y, en particular, solicitó que se declarara la nulidad del acuerdo de explotación del Acuerdo Operativo VEG.
El 12 de diciembre de 2014, VV formalizó la rescisión unilateral del Acuerdo Operativo VEG, comunicando, el 9 de marzo de 2015, la resolución por incumplimiento de dicho contrato.
El 9 de marzo de 2015, el tribunal de apelación leyó en audiencia pública el fallo de la sentencia que, contrariamente a la decisión del tribunal de primera instancia, declaró la nulidad del mismo contrato en el marco de la acción promovida por el PPO. SE interpuso un recurso extraordinario contra esta sentencia ante el Tribunal Supremo. En la vista del 29 de junio de 2016, se leyó la sentencia del recurso extraordinario que fue desestimado por el Tribunal Supremo. SE interpuso recurso ante el Tribunal Constitucional que fue desestimado con sentencia de 18 de enero de 2017.
Además, SE presentó una solicitud de arbitraje ante el Centro Arbitral Internacional de Viena (VIAC) de conformidad con el Acuerdo de Indemnización VEG. Con base en este acuerdo, firmado como parte de la privatización entre el National Property Fund (ahora MH Manazment, MHM) de la República Eslovaca y SE, esta última tiene derecho a ser indemnizada en caso de terminación anticipada del Acuerdo Operativo VEG por causas no imputables a SE. El

Tribunal de arbitraje desestimó la excepción de jurisdicción planteada por los demandados y el procedimiento continuó con el examen del fondo del asunto, haciendo remisión a un posible juicio posterior para determinar la cuantía. El 30 de junio de 2017, el Tribunal de arbitraje emitió su laudo desestimando la solicitud de SE.

Paralelamente a los procedimientos de arbitraje iniciados por SE, tanto VV como MHM iniciaron dos procedimientos ante los tribunales eslovacos solicitando se declarase la invalidez del Acuerdo de Indemnización VEG debido a su presunta conexión con el Acuerdo Operativo VEG. Estos procedimientos se unieron y, el 27 de septiembre de 2017, se celebró una vista ante el Tribunal de Bratislava en la que el juez desestimó las peticiones de los demandantes por razones procesales. Tanto VV como MHM recurrieron contra esta decisión. El recurso presentado por MHM fue desestimado por el Tribunal de Apelación de Bratislava el 8 de junio de 2019, confirmando la sentencia de primera instancia a favor de SE. Del mismo modo, el recurso de apelación presentado por VV fue desestimado, confirmándose la sentencia de primera instancia en favor de SE. Contra esta decisión, VV presentó un recurso adicional (*dovolanie*) ante el Tribunal Supremo el 9 de marzo de 2020 al cual SE respondió con un escrito presentado el 8 de junio de 2020. El 24 de marzo de 2021, el Tribunal Supremo anuló la sentencia del Tribunal de Apelación de Bratislava, notificando la sentencia al mismo Tribunal de Apelación. El 21 de julio de 2021, SE presentó un recurso ante el Tribunal Constitucional eslovaco que fue desestimado el 29 de julio de 2021. El proceso se encuentra pendiente ante el Tribunal de Apelación de Bratislava.

También a nivel local, VV inició varios procedimientos contra SE para la investigación de un supuesto enriquecimiento injustificado por parte de esta última (estimado en alrededor de 360 millones de euros, más intereses) en el período 2006-2015. SE presentó demandas reconvencionales en todos estos procedimientos. En particular:

- con respecto a los años 2006, 2007 y 2008, en la vista del 26 de junio de 2019, el Tribunal de Bratislava rechazó las peticiones de ambas partes por razones de procedimiento. Tanto VV como SE apelaron la sentencia de primera instancia; los procedimientos de apelación relativos a los años 2006 y 2008 están pendientes. En cuanto al procedimiento de apelación del año 2007, en noviembre de 2019 SE planteó una cuestión prejudicial que fue desestimada por el Tribunal de Apelación el 15 de enero de 2020. El 18 de agosto de 2020, SE impugnó dicha sentencia ante el Tribunal Constitucional; el recurso fue desestimado el 18 de septiembre de 2021. Por lo tanto, el procedimiento continúa en el Tribunal de Apelación;
- los procedimientos desde el 2009 al 2011 y del 2013 al 2015 están todos pendientes en primera instancia; en algunos casos ya han sido presentados escritos. Para todos los procedimientos se había fijado la fecha de la primera audiencia, pero, luego de ser reprogramadas varias veces a una fecha específica, ahora se encuentran a definir debido a la actual situación de emergencia epidemiológica;
- el procedimiento relativo al año 2012 está pendiente en instancia de apelación, luego de que VV impugnara la sentencia de primera instancia, que era favorable a SE.

Por último, en otro procedimiento pendiente ante el Tribunal de Bratislava, VV solicitó a SE que devolviera la contraprestación por la transferencia efectuada por SE a VV de los activos tecnológicos de la planta de Gabčíkovo, que tuvo lugar en el contexto de la privatización, por un valor de aproximadamente 43 millones de euros, más intereses. Las partes han presentado sus respectivos escritos. En la vista de 19 de noviembre de 2019, el Tribunal emitió una sentencia preliminar sobre el caso en la que declaró la falta de legitimación activa de VV. En la vista del primero de octubre de 2020, las partes presentaron sus escritos finales y el 18 de diciembre de 2020 el tribunal dictó sentencia en favor de SE, desestimando las pretensiones de VV. El 4 de enero de 2021, VV apeló dicha sentencia y el procedimiento se encuentra aún pendiente.

Arbitraje Chucas - Costa Rica

PH Chucas SA (Chucas) es una empresa de proyectos constituida por Enel Green Power Costa Rica SA tras la adjudicación de una licitación convocada en 2007 por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para la construcción de una planta hidroeléctrica de 50 MW y la venta de la energía producida por la planta al mismo ICE en virtud de un contrato de Construcción, Operación y Transferencia (BOT).

El 27 de mayo de 2015, Chucas inició un procedimiento de arbitraje ante la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) solicitando el reconocimiento de los sobrecostes incurridos por la construcción de la planta y los retrasos en la ejecución del proyecto y cancelación de la multa impuesta por el ICE por un supuesto retraso en la finalización de las obras. Con laudo dictado en noviembre de 2017, el Tribunal de arbitraje reconoció a favor de Chucas los sobrecostes por un valor de aproximadamente 113 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 91 millones de euros), así como las costas procesales, y declaró que las multas no debían pagarse. El ICE impugnó el laudo ante los tribunales locales y el 5 de septiembre de 2019 se notificó a Chucas la sentencia con la que se dio lugar parcialmente al recurso de nulidad del ICE en relación con algunos aspectos formales del procedimiento de arbitraje que fue declarado nulo. El 11 de septiembre de 2019, Chucas presentó un recurso de aclaración y adición ante el mismo Tribunal al cual se le dio lugar parcialmente el 8 de junio de 2020. Con esta sentencia, el Tribunal Supremo completó el fallo de la sentencia del 5 de septiembre de 2019 con información relativa a la admisión

de pruebas presentadas por Chucas, sin modificar la decisión con respecto a la nulidad del laudo arbitral. El 14 de julio de 2020, Chucas presentó un nuevo pedido de arbitraje ante la AMCHAM CICA estimado con carácter preliminar en aproximadamente 240 millones de dólares estadounidenses. El 14 de agosto de 2020, el ICE presentó su respuesta, pidiendo que se archive el procedimiento por un supuesto defecto de jurisdicción del Tribunal de arbitraje. Dicho pedido fue desestimado por la AMCHAM CICA. En paralelo, el ICE presentó dos recursos cautelares ante el Tribunal Contencioso Administrativo contra Chucas y la AMCHAM CICA con el fin de suspender el procedimiento de arbitraje. También estos recursos, a los que se les había dado lugar de forma preliminar, fueron posteriormente desestimados. Sucesivamente, en mayo de 2021, Chucas presentó su pedido de arbitraje con petición de instrucción, cuantificando el valor de su pretensión en aproximadamente 362 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 305 millones de euros). En junio de 2021, el ICE presentó su defensa, insistiendo en la excepción del defecto de jurisdicción. El ICE no presentó demanda de reconvención. El 4 de agosto de 2021, el Tribunal de arbitraje desestimó la excepción por defecto de jurisdicción planteada por el ICE. La cuestión está ahora siendo evaluada por la Sección Primera del Tribunal Supremo. El procedimiento de arbitraje permanece suspendido en espera de la sentencia del Tribunal Supremo con respecto a la jurisdicción.

GasAtacama Chile – Chile

El 4 de agosto de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) sancionó a GasAtacama Chile (ahora Enel Generación Chile) con una multa de 8,3 millones de dólares estadounidenses (alrededor de 5.800 millones de pesos chilenos) por la información que esta última proporcionó al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) entre el 1 de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015 sobre las variables del Mínimo Técnico y del Tiempo Mínimo de Operación en la planta de Atacama. Enel Generación Chile recurrió esta decisión ante la propia SEC que la desestimó el 2 de noviembre de 2016. Enel Generación Chile impugnó esta decisión ante el Tribunal de Apelación de Santiago que, el 9 de abril de 2019, dictó una sentencia a 432.000 dólares estadounidenses (alrededor de 290 millones di pesos chilenos). Tanto Enel Generación Chile como SEC impugnaron esta decisión ante la Corte Suprema de Chile. El 28 de junio de 2019 se celebró una vista en la que se escuchó a ambas partes y, el 15 de enero de 2020, la Corte Suprema de Chile emitió una sentencia confirmando la decisión del Tribunal de Apelación de Santiago, dejando sin cambios la reducción del importe de la multa según había establecido este último. La multa fue pagada el 12 de marzo de 2020.

Paralelamente, Enel Generación Chile también presentó recurso ante el Tribunal Constitucional, alegando que las disposiciones legales a cuyo amparo había impuesto SEC la multa habían sido derogadas en la fecha en que se emitió la sanción. El 17 de julio de 2018, el Tribunal Constitucional desestimó el recurso de GasAtacama Chile.
En relación con el tema mencionado anteriormente, algunos operadores del sistema Interconectado del Norte Grande (SING), incluidos Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA y Engie Energía Chile SA, han iniciado acciones para obtener una indemnización por daños y perjuicios, por unos 58 millones de euros, la primera, y unos 141 millones de euros, los segundos. Estos litigios se han unido parcialmente en un solo procedimiento y actualmente se encuentran pendientes. Luego de un período de suspensión del procedimiento por el estado de emergencia nacional establecido por la pandemia del COVID-19, la actora solicitó que el mismo se reanude, lo cual fue concedido por el tribunal. El tribunal dispuso que se notifique la resolución que determina los hechos sustanciales, pertinentes y controvertidos del juicio. La fase de instrucción no ha iniciado todavía.

Arbitraje Kino – México

El 16 de septiembre de 2020 le fue notificada a Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) y Enel (Enel) una demanda de arbitraje presentada por Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv y Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (juntas, las "Empresas de Proyectos"), en la cual ambas empresas se quejan de la violación (i) por parte de Kino Contractor de algunas cláusulas del *EPC Contract* y (ii) por parte de Kino Facilities de algunas cláusulas del *Asset Management Agreement*, ambos contratos relativos a proyectos solares propiedad de las tres empresas actoras. Enel —como garante de las obligaciones asumidas por Kino Contractor y Kino Facilities en virtud de dichos contratos— fue llamada al arbitraje, pero por el momento no se han presentado demandas específicas en su contra.
Las Empresas de Proyectos, en las cuales Enel Green Power SpA es accionista minoritaria, son controladas por CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (controlada por Caisse de Dépôt et Placement du Québec) y CKD Infraestructura México SA de Cv). Luego de la demanda de arbitraje y la relativa respuesta de los demandados, las partes intercambiaron escritos iniciales, en el ámbito de las cuales la pretensión económica de las contrapartes fue cuantificada en aproximadamente 140 millones de dólares estadounidenses, mientras que Kino Facilities cuantificó su demanda de reconvención en aproximadamente 3,3 millones de dólares estadounidenses. Actualmente se encuentra en curso la fase de producción documental.

Litigios fiscales en Brasil

Retención en la fuente (*Withholding Tax*) – Ampla

En 1998, Ampla Energia e Serviços SA financió la adquisición de Coelce mediante la emisión de bonos por 350 millones de dólares estadounidenses ("Notas de tasa fija" – FRN por sus siglas en inglés) firmada por su propia sucursal panameña, creada para obtener préstamos en el extranjero. En virtud de un régimen especial vigente en ese momento, sujeto al mantenimiento del préstamo de bonos hasta 2008, los intereses pagados por Ampla a su dependiente se beneficiaron de una exención de retención de impuestos en Brasil.

Sin embargo, la crisis financiera de 1998 obligó a la sucursal panameña a refinanciarse de su empresa matriz brasileña, que solicitó préstamos específicos a bancos locales para este fin. La Administración Financiera consideró que este último préstamo era equivalente a un reembolso anticipado del préstamo de bonos original con la consiguiente pérdida del derecho a aplicar el régimen de exención antes mencionado.

En diciembre de 2005, Ampla hizo una escisión a favor de Ampla Investimentos e Serviços SA que implicó la transferencia de la deuda residual FRN y los derechos y obligaciones relacionados con ella.

El 6 de noviembre de 2012, la *Cámara Superior de Recursos Fiscales* (última instancia de la jurisdicción administrativa) emitió una decisión desfavorable para Ampla respecto de la cual la empresa presentó de inmediato una solicitud de aclaración al mismo Órgano. El 15 de octubre de 2013, se notificó a Ampla la desestimación de la solicitud de aclaración (*Embargo de Declaração*) y, por lo tanto, se confirmó la decisión anterior desfavorable. La compañía presentó una garantía de deuda y el 27 de junio de 2014 continuó el litigio ante el Juez Ordinario (*Tribunal de Justiça*).

En diciembre de 2017, el Juez nombró a un experto para investigar más a fondo el tema y, en consecuencia, apoyar la emisión de la sentencia futura. En septiembre de 2018, el experto emitió su informe solicitando más documentación. En diciembre de 2018, la compañía presentó la documentación adicional requerida y espera saber el resultado de la evaluación del Juez de los argumentos y documentos presentados por las partes.

El valor total de la causa al 31 de diciembre de 2021 es de aproximadamente 211 millones de euros.

IRPJ/CSLL – Eletropaulo

El 5 de octubre de 2021, Eletropaulo recibió una notificación de liquidación tributaria, emitida por la Autoridad Tributaria brasileña, objetando la deductibilidad, a efectos del impuesto sobre la renta (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ y *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL), de la depreciación fiscal de los valores adicionales generados por las operaciones extraordinarias, realizadas antes de la adquisición de la compañía por el Grupo Enel. En concreto, el período en disputa va de 2017 a 2019.

La empresa, considerando sólidos sus argumentos, presentó su defensa en la primera instancia del procedimiento administrativo.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 110 millones de euros.

PIS – Eletropaulo

En julio de 2000, Eletropaulo presentó una demanda para el reconocimiento de un crédito PIS (*Programa Integração Social*) derivado de las sumas pagadas en virtud de la legislación (Decretos-Leyes n.º 2.445/1988 y n.º 2.449/1988) que posteriormente fue declarada inconstitucional por el Supremo Tribunal Federal (STF). En mayo de 2012, el *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) dictó una sentencia definitiva a favor de la empresa, reconociendo su derecho al crédito.

En 2002, antes de la promulgación de la citada sentencia definitiva favorable, la empresa compensó el crédito con otros impuestos federales. Este comportamiento fue objetado por la Autoridad Fiscal Federal, pero la empresa, manteniendo la corrección de sus acciones, objetó los actos emitidos por la Autoridad Fiscal Federal ante el Tribunal. Tras la negativa en primera instancia, la empresa apeló en segunda instancia.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 106 millones de euros.

ICSM – Ampla, Coelce y EletroPaulo

Los estados de Río de Janeiro, Ceará y São Paulo notificaron varias actas de liquidación de impuestos a, respectivamente, la empresa Ampla Energía e Serviços SA (para los períodos 1996-1999 y 2007-2017), la empresa Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) (para los períodos 2003, 2004, 2006-2012, 2015 y 2016) y la empresa Eletropaulo (para los períodos 2008-2020), objetando la deducción del ICSM (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) relativa a la compra de determinados activos fijos. Las empresas recurrieron los actos, defendiendo la correcta deducción del impuesto y argumentando que los activos, cuya adquisición generó el ICMS, están destinados a la actividad de distribución de electricidad.

Las empresas siguen defendiendo sus acciones en los distintos tribunales.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 79 millones de euros.

Retención en la fuente (*Withholding Tax*) – Endesa Brasil

El 4 de noviembre de 2014, la Agencia Tributaria brasileña emitió una notificación de liquidación tributaria a Endesa Brasil SA (ahora Enel Brasil SA) objetando la no aplicación de retenciones en el pago de supuestos mayores dividendos atribuibles a beneficiarios no residentes.

En particular, en 2009, Endesa Brasil, como consecuencia de la aplicación por primera vez de las NIIF-NIC, revirtió el

fondo de comercio y cargó sus efectos al patrimonio neto, conforme a lo dispuesto en la correcta aplicación de las normas contables adoptadas. Por otro lado, las autoridades fiscales brasileñas consideraron, en el marco de una auditoría fiscal, que la política contable adoptada por la empresa era incorrecta y que los efectos de la reversión debían reconocerse en el estado del resultado. En consecuencia, el valor correspondiente (aproximadamente 202 millones de euros) se reclasificó como pago de ingresos a no residentes y, por tanto, se sometió a una retención del 15%.

A este respecto, cabe señalar que el enfoque contable adoptado por la empresa fue acordado con el auditor externo y confirmado por un dictamen jurídico específico emitido por un bufete local.

Tras las sentencias desfavorables de los tribunales administrativos, la empresa sigue defendiendo sus acciones en los tribunales y la idoneidad del tratamiento contable.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 58 millones de euros.

ICMS – Coelce

El estado de Ceará ha notificado a lo largo del tiempo a Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) varios oficios fiscales (correspondientes a los períodos de 2005 a 2014), impugnando la determinación de la parte deducible del ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) y, en particular, el método de cálculo de la deducción prorrateada con referencia a los ingresos derivados de la aplicación de una tarifa especial prevista por el Gobierno brasileño para la venta de electricidad a personas con bajos ingresos (*Baixa Renda*).

La empresa impugnó los oficios, defendiendo la correcta deducción del impuesto y argumentando que los cálculos realizados eran correctos. La empresa defiende sus acciones en los distintos tribunales.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 40 millones de euros.

PIS – Eletropaulo

En diciembre de 1995, el Gobierno brasileño aumentó la tasa del impuesto federal PIS (*Programa de Integracão Social*) del 0,50% al 0,65% mediante una Orden Ejecutiva Provisional.

Posteriormente, esta medida provisional se reiteró cinco veces antes de su ratificación definitiva como ley en 1998. Según la legislación brasileña, un aumento de una tasa impositiva (o el establecimiento de un nuevo impuesto) solo puede ser ordenado por ley y entra en vigor 90 días después de su publicación.

Por lo tanto, Eletropaulo inició un juicio argumentando que el aumento de la tasa impositiva solo sería efectivo después de 90 días a partir de la última Orden Provisional, alegando que los efectos de las primeras cuatro medidas provisionales (ya que nunca se convirtieron en ley) deben ser considerados nulos y sin efecto. Este juicio concluyó en abril de 2008, reconociendo la validez del aumento de la tasa del PIS a partir de la primera medida provisional.

En mayo de 2008, la Agencia Tributaria brasileña interpuso una demanda contra Eletropaulo solicitando el pago de mayores impuestos correspondientes al incremento de la alícuota del período marzo de 1996-diciembre de 1998. A este respecto, Eletropaulo se opuso a esta solicitud, en las distintas instancias de la justicia, planteando que la notificación de liquidación estaba prescrita. En particular, al haber transcurrido más de cinco años desde el hecho imponible (diciembre de 1995, fecha de la primera medida provisional) sin que se haya dictado ningún instrumento formal, se ha cuestionado el derecho de la Autoridad fiscal a exigir el pago de impuestos adicionales y la facultad de emprender acciones judiciales para obtener el pago.

En 2017, tras las decisiones desfavorables dictadas en las instancias anteriores, Eletropaulo apeló, para que se reconocieran sus derechos y se defendieran sus acciones, al *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) y al Supremo Tribunal Federal (STF). Estos casos siguen pendientes mientras que los importes en disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria.

En relación con la solicitud de la Fiscalía General del Tesoro Nacional de Brasil de sustituir la garantía bancaria por un depósito judicial, el Tribunal Judicial de Segunda Instancia hizo lugar a dicha solicitud. Por lo tanto, la empresa sustituyó la garantía bancaria por un depósito en efectivo y presentó un recurso de aclaración contra la decisión correspondiente, que actualmente está pendiente.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 39 millones de euros.

FINSOCIAL – Eletropaulo

En virtud de una sentencia firme dictada por el Tribunal Regional Federal el 11 de septiembre de 2011, se reconoció a Eletropaulo el derecho a la compensación de determinados créditos FINSOCIAL (contribuciones sociales) relativos a las sumas abonadas desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992.

A pesar de la prescripción relativa, la Agencia Tributaria Federal impugnó la determinación de algunos créditos y rechazó las compensaciones correspondientes, emitiendo liquidaciones tributarias que la empresa impugnó rápidamente en vía administrativa, defendiendo la corrección de sus cálculos y alegando la regularidad de sus actuaciones.

Tras una sentencia desfavorable en primera instancia, la empresa recurrió al Tribunal Administrativo en segunda instancia.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 37 millones de euros.

Litigios fiscales en España

Impuestos sobre la renta – Enel Iberia, Endesa y filiales

En 2018, la Agencia Tributaria española concluyó una auditoría general que afectaba a las empresas del Grupo que forman parte de la consolidación fiscal española. Esta auditoría, iniciada en 2016, abarcó el impuesto sobre sociedades, IVA y las retenciones (principalmente de los años de 2012 a 2014).

En cuanto a las principales objeciones, las empresas afectadas impugnaron los autos correspondientes en primera instancia administrativa (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la corrección de sus actos.

En relación con el impuesto sobre sociedades, los juicios evaluados con un posible resultado ascienden a aproximadamente 155 millones de euros al 31 de diciembre de 2021:

- Enel Iberia defiende la corrección del criterio adoptado para determinar la deducibilidad de las minusvalías derivadas de las ventas de acciones (aproximadamente 106 millones de euros) y de determinados gastos financieros (aproximadamente 18 millones de euros);
- Endesa y sus filiales defienden principalmente la corrección del criterio adoptado para la deducibilidad de determinados gastos financieros (unos 25 millones de euros) y de los costes de desmantelamiento de las centrales nucleares (unos 6 millones de euros).

En 2021, la Agencia Tributaria española concluyó una nueva auditoría general para los años de 2015 a 2018. Las empresas afectadas objetaron los autos correspondientes en primera instancia administrativa (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la corrección de sus actuaciones.

En relación con el principal litigio sobre al impuesto sobre sociedades, referido a la deducibilidad de determinados gastos financieros, los juicios evaluados con un posible resultado ascienden a aproximadamente 232 millones de euros al 31 de diciembre de 2021 (Enel Iberia 219 millones de euros; Endesa SA 13 millones de euros).

Impuestos sobre la renta – Enel Green Power España SL

El 7 de junio de 2017, la Agencia Tributaria española emitió una notificación de liquidación a Enel Green Power España SL, impugnando el régimen de neutralidad fiscal aplicado a la fusión de Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) en Enel Green Power España SL en 2011. Esta conclusión se basa en la supuesta ausencia de razones económicas válidas para la transacción.

El 6 de julio de 2017, la Sociedad impugnó el auto en primera instancia administrativa (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la corrección del tratamiento fiscal aplicado a la fusión. En este sentido, la empresa ha aportado un soporte documental que acredita las sinergias conseguidas como consecuencia de la fusión para demostrar la existencia de razones económicas válidas que la avalan. El 10 de diciembre de 2019, el TEAC desestimó el recurso y la empresa sigue defendiendo sus acciones en los tribunales (Audiencia Nacional).

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 98 millones de euros.

Litigios fiscales en Italia

Retención en la fuente (*Withholding Tax*) – Enel Servizio Elettrico Nazionale

Como resultado de una auditoría fiscal iniciada en marzo de 2018 y tras una fase posterior de instrucción llevada a cabo con cuestionarios presentados a los bancos implicados como cesionarios en determinadas transferencias de créditos de Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) con respecto a los clientes del mercado masivo en virtud de un acuerdo marco, el 19 de diciembre de 2018, la Dirección Regional de la Agencia Tributaria de la Oficina de Grandes Contribuyentes del Lacio envió a la empresa una notificación de liquidación con respecto a la presunta infracción de las obligaciones de retención de impuestos relacionadas con los importes pagados a los bancos como parte de las mencionadas transferencias en 2013.

En particular, la disputa surge de la apreciación de la Oficina de que: (i) ha reclasificado, solo a efectos fiscales, la cesión de créditos como una operación de financiación; (ii) alegó una supuesta obligación de retención por parte de la empresa en función con el coste de la operación (como la diferencia entre el valor nominal de los créditos cedidos y el precio de transferencia), reconstruyendo las posteriores operaciones de los créditos cedidos (nuevas ventas y/o titulizaciones con no residentes realizadas por los bancos), en las que la empresa no tuvo ningún papel.

En primera instancia, tras la apelación de SEN contra la notificación de la liquidación, no se dio lugar a las objeciones de la empresa relativas a la ilegitimidad de la recalificación fiscal de la operación por parte de la Oficina y, en consecuencia, de los flujos de pago realizados, y a pesar de la violación de importantes aspectos procedimentales en la liquidación.

La empresa, considerando que existen elementos de derecho válidos para la continuación del juicio, ha recurrido al Tribunal de Casación para argumentar la ilegalidad de la reclamación fiscal por violación y aplicación indebida de las normas que, según los jueces de mérito, permiten calificar los ingresos procedentes de la venta de créditos como "ingresos de capital" y que, en consecuencia, requeriría a la empresa a aplicar la retención en la fuente.

Al 31 de diciembre de 2021, el valor total de la causa es de aproximadamente 81 millones de euros.

56. Normas contables de próxima aplicación

A continuación se enumeran las normas, modificaciones e interpretaciones cuya fecha de entrada en vigor para el Grupo es posterior al 31 de diciembre de 2021.

- "*Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes*", publicada en enero de 2020. Las modificaciones se refieren a las disposiciones de la NIC 1 relativas a la presentación de los pasivos. Más detalladamente, las modificaciones precisan:
  - los criterios por adoptar para clasificar un pasivo como corriente o no corriente, especificando el significado del derecho de una empresa a diferir la liquidación de un pasivo y que ese derecho debe existir al final del período sobre el que se informa;
  - que la clasificación no se vea afectada por las intenciones o expectativas de la dirección sobre cuándo ejercerá la empresa su derecho a diferir la liquidación de un pasivo;
  - que el derecho de diferir existe si y solo si la empresa satisface las condiciones del préstamo al final del período sobre el que se informa, aunque el acreedor no verifique el cumplimiento hasta más tarde; y
  - la liquidación se refiere a la transferencia a la contraparte de efectivo, instrumentos de capital, otros bienes o servicios.

  Las modificaciones serán aplicables, a reserva de su aprobación, para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite la aplicación anticipada.
- "*Modificaciones a la NIIF 3 - Referencia al Marco Conceptual*", publicada en mayo de 2020. Las modificaciones pretenden sustituir una referencia a las definiciones de activos y pasivos previstas en el Marco Conceptual Revisado para la Información Financiera emitido en marzo de 2018 (Marco Conceptual) sin cambiar significativamente sus disposiciones.

  Las modificaciones también introdujeron en la NIIF 3 el requisito de que, en el caso de transacciones y otros hechos que entren en el ámbito de aplicación de la "NIC 37 - *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes*" o de la "CINIIF 21 – *Gravámenes*", la entidad adquirente debería aplicar la NIC 37 o la CINIIF 21 respectivamente, en lugar del Marco Conceptual, para identificar los pasivos que ha asumido en una combinación de negocios.

  Por último, las modificaciones precisan los lineamientos existentes en la NIIF 3 para los activos contingentes adquiridos en una combinación de negocios, especificando que si no se sabe con certeza si un activo existe en la fecha de adquisición, el posible activo no reúne las condiciones para ser reconocido.

  Las modificaciones entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.
- "*Modificaciones a la NIC 16 - Propiedad, Planta y Equipo (PPE): Importes obtenidos con anterioridad al uso previsto*", publicada en mayo de 2020. Las modificaciones prohíben a las empresas deducir del coste de un elemento de PPE los importes procedentes de la venta de elementos producidos mientras se lleva ese activo al lugar y a las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la dirección. En su lugar, una entidad reconocería los importes de esas ventas en el estado del resultado. Las modificaciones entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite la aplicación anticipada.
- "*Modificaciones a la NIC 37 - Contratos onerosos - Costes de ejecución de un contrato*", publicada en mayo de 2020. Las modificaciones especifican qué costes incluye una empresa para determinar el coste de ejecución de un contrato con el fin de evaluar si el contrato es oneroso. A estos efectos, el "coste necesario para la ejecución" de un contrato incluye los costes que se relacionan directamente con el contrato; estos costes pueden ser costes incrementales necesarios para la ejecución de dicho contrato o una asignación de otros costes directamente relacionados con la ejecución del contrato. Las modificaciones entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite la aplicación anticipada.
- "*Mejoras anuales de las normas NIIF 2018-2020*", publicada en mayo de 2020. El documento modifica principalmente los siguientes principios:
  - "*NIIF 1 - Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera*"; la modificación simplifica la aplicación de la NIIF 1 para una entidad participada (filial, asociada y negocio conjunto) que adopta por primera vez las NIIF después de su matriz/filial. En particular, si la participada adopta las NIIF después que su matriz/participante y aplica la NIIF 1.D16(a), entonces la participada puede optar por valorar las diferencias de conversión acumuladas para todos los negocios en el extranjero por los importes incluidos en los estados financieros consolidados de la matriz/participante basados en la fecha de transición de la matriz a las NIIF;
  - "*NIIF 9 - Instrumentos financieros*"; con respecto a las comisiones incluidas en la prueba del 10% para dar de baja los pasivos financieros, la modificación aclara qué comisiones incluye una empresa al evaluar si las condiciones de un pasivo financiero (nuevo o modificado) son significativamente diferentes de las condiciones del pasivo financiero original. A la hora de determinar dichas comisiones pagadas netas de las recibidas, el deudor solo incluirá las comisiones pagadas o recibidas entre el deudor y el acreedor, incluidas las comisiones pagadas o recibidas por el deudor o el acreedor en nombre de la otra parte;
  - "*NIIF 16 - Arrendamientos*"; el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad modificó el *Ejemplo Ilustrativo 13* que acompaña a la "NIIF 16 - *Arrendamientos*". En particular, la modificación elimina la probable

confusión en la aplicación de la NIIF - 16 debido a la forma en que el *Ejemplo Ilustrativo 13* había explicado los requisitos para los incentivos de arrendamiento. De hecho, el ejemplo contemplaba un reembolso por mejoras en el arrendamiento sin dar una explicación sobre si el reembolso cumplía la definición de incentivo de arrendamiento. La modificación suprime del ejemplo la ilustración del reembolso de las mejoras en el arrendamiento;

- "*NIC 41 - Agricultura*"; la modificación elimina el requisito de que las empresas excluyan los flujos de efectivo por impuestos al medir el valor razonable. En consecuencia, las empresas utilizarán los flujos de efectivo antes de impuestos y una tasa antes de impuestos para descontar esos flujos de efectivo.

Las modificaciones se aplicarán de forma prospectiva a los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite la aplicación anticipada.

- "*Modificaciones a la NIC 1 y a la Declaración de Prácticas de las NIIF 2 - Revelación de políticas contables*", publicada en febrero de 2021. Las modificaciones pretenden ayudar a las empresas a decidir qué políticas contables revelar en sus estados financieros. Las modificaciones de la NIC 1 obligan a las empresas a revelar información sobre las políticas contables relevantes, en lugar de las significativas. Las modificaciones de la Declaración de Prácticas de las NIIF 2 proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de importancia relativa a la información sobre políticas contables. Las modificaciones entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite la aplicación anticipada.
- "*Modificaciones a la NIIF 8 - Definición de las estimaciones contables*", publicada febrero de 2021. Las modificaciones pretenden ayudar a las empresas a distinguir entre los cambios en las políticas contables y los cambios en las estimaciones contables. La definición de cambios en las estimaciones contables se sustituye por una definición de las estimaciones contables como "los importes monetarios que están sujetos a incertidumbre de medición en los estados financieros". Las modificaciones entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite la aplicación anticipada.
- "*Modificaciones a la NIC 12 - Impuesto sobre las ganancias: Impuestos diferidos relacionados con los activos y pasivos derivados de una única transacción*", publicada en mayo de 2021. Las modificaciones exigen que las empresas reconozcan el impuesto diferido sobre las transacciones que dan lugar a diferencias temporales imponibles y deducibles de igual cuantía en el momento del reconocimiento inicial. Las modificaciones serán aplicables, a reserva de su aprobación, para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite la aplicación anticipada.
- "*Modificaciones a la NIIF 10 y a la NIC 28 - Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto*", publicada en septiembre de 2014. Las modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas o aportaciones de activos entre un inversor y sus asociadas o negocios conjuntos. Las modificaciones confirman que el tratamiento contable varía en función de si los activos vendidos o aportados a una asociada o negocio conjunto constituyen un "negocio" (según la definición de la NIIF 3). El CNIC ha pospuesto indefinidamente la fecha de primera aplicación de estos cambios.
- "*NIIF 17 - Contratos de seguro*", publicada en mayo de 2017. La norma será aplicable para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite la aplicación anticipada.

El Grupo está evaluando los posibles efectos de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

57. Hechos significativos con posterioridad al cierre del período sobre el que se informa

Enel completa la adquisición de 527 MW de centrales hidroeléctricas de ERG

El 3 de enero de 2022, Enel Produzione SpA completó la adquisición de la totalidad del capital accionario de ERG Hydro Srl a ERG Power Generation SpA. Enel Produzione pagó una contraprestación de unos 1.039 millones de euros, a la que se agregó al cierre un ajuste inicial del precio de unos 226 millones de euros relativo a la valoración a precio de mercado de algunos derivados de cobertura de ERG Power Generation vinculados a parte de la energía producida a futuro por las centrales de ERG Hydro. El acuerdo de compraventa también prevé un nuevo ajuste de la contraprestación en los meses siguientes, que se llevará a cabo principalmente en función de la evolución del capital circulante neto y de la posición financiera neta de ERG Hydro y del nivel real de las reservas de agua de algunas cuencas incluidas en el ámbito. Las centrales de ERG Hydro, situadas en Umbría, Lacio y Las Marcas, tienen una capacidad instalada de 527 MW y una producción media anual de unos 1,5 TWh.

Enel coloca un "Sustainability-Linked Bond" de 2.750 millones de euros en tres tramos en el mercado de eurobonos

El 10 de enero de 2022, Enel Finance International NV, la compañía financiera holandesa controlada por Enel SpA, colocó un "Sustainability-Linked Bond" de 2.750 millones de euros en tres tramos, vinculado a la consecución del objetivo de sostenibilidad de Enel relacionado con la reducción de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (Alcance 1), contribuyendo al Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 de las Naciones Unidas ("Acción por el clima") y de acuerdo con el "Marco de Financiación Vinculado a la Sostenibilidad" del Grupo.

Fitch revisa la calificación a largo plazo de Enel a "BBB+" y confirma su calificación a corto plazo en "F-2". Perspectiva futura estable

Fitch Ratings ha anunciado el 4 de febrero de 2022 que ha revisado su calificación a largo plazo para Enel SpA a "BBB+" desde el nivel anterior de "A-". La misma agencia también confirmó la calificación a corto plazo de Enel en "F-2". La perspectiva futura se mantiene estable.

Según la agencia, el cambio en la calificación de Enel refleja principalmente el aumento previsto del apalancamiento a medio plazo, debido a las oportunidades de inversión que han llevado a Enel a ampliar progresivamente su plan de Capex en el contexto de la transición energética.

Conflicto entre Rusia y Ucrania

El 24 de febrero de 2022, el presidente ruso anunció una "operación militar especial" en territorio ucraniano, lo que provocó el estallido del conflicto entre ambos países.

En las semanas anteriores, se habían hecho varios intentos de encontrar una solución diplomática a la tensión entre Rusia y Ucrania, que se prolongaba desde hacía tiempo tras las extensas y prolongadas maniobras militares de las fuerzas armadas rusas a lo largo de la frontera ucraniana. Con el paso de los días, las hostilidades se intensificaron y los enfrentamientos aumentaron.

La intervención militar de Rusia en Ucrania provocó rápidas reacciones de varios Estados y organizaciones supranacionales. En particular, el Consejo Europeo ha pedido a Rusia que cese inmediatamente las hostilidades y retire sus fuerzas armadas de Ucrania de acuerdo con el derecho internacional; la Asamblea General de las Naciones Unidas, en una sesión de emergencia, también ha aprobado una resolución en la que condena la acción militar de Rusia en Ucrania y le pide que retire su ejército.

Al mismo tiempo, la Comisión Europea está haciendo frente a la crisis humanitaria generada por el conflicto en Ucrania con programas de ayuda humanitaria y de emergencia, incluyendo un mayor apoyo financiero al país.

Las partes implicadas están negociando para encontrar las soluciones diplomáticas más adecuadas para evitar que esta situación se convierta en una amenaza para la paz y la seguridad internacional.

La Unión Europea y otros países (por ejemplo, Estados Unidos, Reino Unido, Australia, Japón, Suiza, etc.) han impuesto severas sanciones a Rusia que, aunque con distintos grados de eficacia, afectan a sectores estratégicos de la economía del país, al sector financiero e imponen restricciones personales al presidente ruso y a otras figuras políticas y empresariales.

Las principales sanciones europeas se refieren a

- la congelación de los activos rusos en la eurozona;
- el bloqueo del acceso de los bancos rusos a los mercados financieros europeos;
- medidas de control de las exportaciones (incluida la prohibición de exportar mercancías a Rusia y Bielorrusia en los sectores aéreo, marítimo, espacial, tecnológico y de "doble uso");
- el bloqueo de las transacciones comerciales con las regiones ucranianas de Donetsk y Luhansk;
- la exclusión de los principales bancos rusos del sistema de transacciones internacionales SWIFT;
- el bloqueo de las cuentas corrientes en el grupo bancario Sberbank;
- el cierre del espacio aéreo a los vuelos rusos;
- la congelación de los bienes personales del presidente ruso y de los oligarcas, políticos y altos ejecutivos de las empresas rusas que le apoyan.

Estas sanciones tuvieron su primera repercusión en el tipo de cambio de la moneda (el rublo se depreció bruscamente frente al euro y al dólar estadounidense), en los tipos de interés locales (elevados al 20% por el Banco Central ruso) y en las cotizaciones de las empresas que cotizan en la Bolsa de Moscú (con una importante caída en marzo).

Las dificultades financieras también han venido acompañadas de un aumento de los riesgos cibernéticos a los que están expuestas las empresas y las administraciones, lo que está obligando a adoptar medidas de defensa adecuadas y los máximos controles internos para proteger sus infraestructuras digitales.

Ante el escenario de referencia, el Grupo Enel ha activado un Grupo de Trabajo para seguir de cerca el estado y la evolución de la situación actual generada por la crisis y gestionar potencialmente los riesgos.

El Grupo Enel está actualmente presente en Rusia a través de una serie de empresas sobre las que tiene el control o el control conjunto con otros inversores. En detalle, el Grupo Enel controla:

- Enel Russia PJSC (56,43% propiedad de Enel SpA), una empresa que cotiza en la Bolsa de Moscú y que realiza actividades de generación de electricidad principalmente a través de tres plantas de generación termoeléctrica y posee el 100% de las participaciones en tres empresas de generación renovable;
- Enel Green Power Rus LLC (filial indirecta al 100% de Enel SpA), una empresa que presta servicios para el desarrollo de proyectos de energía renovable y posee el 100% de las participaciones en cuatro empresas de generación de energía renovable;
- Enel X Rus LLC (filial indirecta al 99% de Enel SpA).

Además, Enel SpA posee directamente una participación del 49,5% en una empresa controlada conjuntamente (Rusenergosbyt LLC) que opera en la Línea de Negocio Mercados finales.

A finales de 2021, las tres plantas de generación termoeléctrica que operan en Rusia tienen una capacidad instalada de 5.276 MW, mientras que la capacidad instalada de energía eólica renovable es de 228 MW (incluyendo 138 MW de capacidad parcial adicional de la planta del parque eólico de Murmansk Kolskaya en construcción).

La contribución de las empresas que operan en Rusia a los

principales indicadores económicos consolidados en 2021 (considerando el tipo de cambio medio euro/rublo en 2021 de 87,18) no es significativa y consiste en unos ingresos de 564 millones de euros (el 0,6% del total de los ingresos consolidados del Grupo Enel), un resultado de operación de 51 millones de euros (el 0,7% del total del resultado de operación del Grupo Enel) y una contribución al beneficio neto del Grupo de 64 millones de euros (el 2,0% del beneficio neto del Grupo Enel).
A 31 de diciembre de 2021, teniendo en cuenta el tipo de cambio euro/rublo de 85,35 a finales de 2021, las principales partidas del balance relativas a las empresas del Grupo Enel que operan en Rusia se refieren a

- en lo que respecta al activo: propiedades, planta y equipo (846 millones de euros), activos por impuestos diferidos (47 millones de euros), deudores comerciales (44 millones de euros) y efectivo y equivalentes al efectivo (123 millones de euros);
- dentro del pasivo: préstamos (428 millones de euros), pasivos por impuestos diferidos (54 millones de euros) y acreedores comerciales (93 millones de euros).

El Grupo Enel vigila constantemente las repercusiones de la crisis internacional en sus actividades comerciales en Rusia (en particular, en lo que respecta a la adquisición de materiales, servicios y mano de obra), evaluando también la evolución de las variables del mercado (por ejemplo, los tipos de cambio, los tipos de interés) y teniendo especialmente en cuenta las posibles repercusiones económicas y financieras causadas por el efecto negativo del tipo de cambio relacionado con la depreciación del rublo frente al euro. Además, el Grupo Enel tiene en cuenta los acontecimientos relacionados con las contra-sanciones previstas por Rusia en relación con las inversiones realizadas en este país.

El Grupo Enel ha iniciado una serie de análisis destinados a evaluar los impactos indirectos de la guerra en Ucrania sobre sus actividades comerciales, su posición financiera y sus resultados económicos en los principales países de la zona euro en los que opera, con especial referencia a la menor disponibilidad de materias primas procedentes de las zonas afectadas por el conflicto y al aumento generalizado de los precios de las materias primas.
El Grupo Enel no tiene ningún contrato de adquisición de gas (gasoducto y GNL) con Rusia, pero en Italia se están evaluando a nivel normativo las medidas para reducir las necesidades de gas y contener la volatilidad de los precios en los mercados de referencia; mientras que en España (donde el Grupo Enel está presente a través de su filial Endesa SA), además del contexto normativo, el Grupo Enel también está analizando los efectos sobre los pedidos de combustible nuclear a Rusia.

También se está prestando especial atención al impacto de la guerra en las actividades en Eslovaquia, donde el Grupo Enel está presente a través de la empresa controlada conjuntamente Slovenské elektrárne AS (SE), en la que Enel SpA posee indirectamente el 33% del capital, que opera en la generación de electricidad de origen nuclear, térmico e hidroeléctrico con una capacidad instalada de 4 GW. En lo que respecta a las centrales nucleares, existen correlaciones con Rusia en términos de actividades técnico-operativas (suministro de combustible nuclear y tecnología), inversiones (proveedores rusos implicados en la construcción de la central MO3/4, actualmente no afectada por las sanciones) y financiación (exposición de la deuda de SE con el banco Sberbank).
En un escenario en constante evolución, caracterizado por una considerable incertidumbre regulatoria y un contexto de precios elevados y volátiles, el Grupo Enel realiza un seguimiento constante de las variables macroeconómicas y de negocio con el fin de disponer en tiempo real de la mejor estimación de los posibles impactos relacionados con los cambios regulatorios, las sanciones y las restricciones sobre los activos que posee, así como sobre los proveedores y los contratos aplicables al Grupo Enel, teniendo en cuenta también las distintas recomendaciones de los organismos de supervisión nacionales y supranacionales[44] en la materia.

Enel finaliza la renovación de su asociación con Cinven en Ufinet Latam

El 24 de marzo de 2022, Enel X International Srl (Enel X International), filial al 100% de Enel X Srl (Enel X), finalizó el acuerdo firmado el 21 de diciembre de 2021 con una sociedad de cartera controlada por Sixth Cinven Fund y con una sociedad de cartera controlada por Seventh Cinven Fund a través de la cual adquirió indirectamente, a través de una sociedad de cartera, aproximadamente el 79% del capital social de Ufinet Latam SLU ("Ufinet" o la "Compañía") de Sixth Cinven Fund y simultáneamente vendió el 80,5% del capital social de la Compañía a Seventh Cinven Fund. De este modo, Enel X International pasa a tener una participación indirecta del 19,5% en el capital de Ufinet, renovando su asociación en la Compañía con Cinven.
En particular, Enel X International, que anteriormente poseía indirectamente aproximadamente el 21% del capital de la Compañía, ha ejercido su opción de compra para adquirir aproximadamente el 79% del capital de Ufinet por una contraprestación de 1.320 millones de euros. Al mismo tiempo, Enel X International recibió aproximadamente 207 millones de euros como distribución de las reservas disponibles de Ufinet y, al mismo tiempo, vendió el 80,5% del capital de la empresa a Seventh Cinven Fund por una contraprestación de aproximadamente 1.186 millones de euros.
En virtud de este acuerdo, además de su participación indirecta del 19,5% en el capital de Ufinet, Enel X International conserva la representación en los consejos de administración de Ufinet y de su sociedad de cartera, al tiempo que mantiene los derechos estándar como accionista minoritario.

(44) ESMA n.º 71-99-1864 de 14 de marzo de 2022; Aviso de advertencia de CONSOB del Boletín Semanal 9-14 de marzo de 2022.

Declaración del Consejero Delegado y del Director responsable de la información financiera relativa a los Estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 154-*bis*, apartado 5, del Decreto Legislativo n.° 58 de 24 de febrero de 1998 y en el artículo 81 del Reglamento CONSOB n.° 11971 de 14 de mayo de 1999.

1. Los abajo firmantes, Francesco Starace y Alberto De Paoli, en sus respectivos cargos de Consejero Delegado y Responsable de la información financiera de la empresa Enel SpA, certifican, teniendo en cuenta también lo dispuesto en el artículo 154-*bis*, apartados 3 y 4, del Decreto Legislativo n.° 58 de 24 de febrero de 1998:
   a. la adecuación con respecto a las características del Grupo Enel, y
   b. la aplicación efectiva
   de los procedimientos administrativos y contables para la elaboración de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel en el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2021.

2. A este respecto, cabe señalar que:
   a. la adecuación de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la elaboración de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel ha sido verificada en una evaluación del sistema de control interno de la información financiera. Esta evaluación se llevó a cabo con referencia a los criterios establecidos en el modelo "Internal Controls - Integrated Framework" emitido por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO");
   b. la evaluación del sistema de control interno sobre la información financiera no reveló ningún problema significativo.

3. Asimismo, certifica que los Estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2021:
   a. han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas por la Unión Europea en virtud del Reglamento (CE) n.° 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de julio de 2002;
   b. corresponden a la información de los libros y otros registros contables;
   c. ofrecen una representación fiel de la situación financiera, los resultados financieros y los flujos de efectivo del emisor y de las empresas incluidas en el ámbito de la consolidación.

4. Por último, certificamos que el Informe de Gestión, que acompaña a los Estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2021, incluye un análisis fiel de los resultados de las operaciones y de la situación del emisor y del grupo de empresas incluidas en la consolidación, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que están expuestos.

Roma, 17 de marzo de 2022

Francesco Starace

Consejero Delegado
de Enel SpA

Alberto De Paoli

Responsable de la información financiera
de Enel SpA

Informes

Informe del Comité de Auditoría

INFORME DEL COMITÉ DE AUDITORÍA A LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE ENEL SpA CONVOCADA PARA APROBAR LOS ESTADOS FINANCIEROS DEL AÑO 2021
(de conformidad con el artículo 153 del Decreto Legislativo n.º 58/1998)

Estimados accionistas,
durante el ejercicio que finaliza el 31 de diciembre de 2021 hemos llevado a cabo la actividad de supervisión exigida por la ley en el seno de Enel SpA (en lo sucesivo también denominada "Enel" o la "Sociedad"). En particular, de conformidad con las disposiciones combinadas del artículo 149, párrafo 1, del Decreto Legislativo n.º 58 de 24 de febrero de 1998 (en lo sucesivo, la "Ley Financiera Consolidada") y el artículo 19, párrafo 1, del Decreto Legislativo n.º 39 de 27 de enero de 2010 (en lo sucesivo, el "Decreto 39/2010"), hemos supervisado:

- el cumplimiento de la ley y de los Estatutos, así como el cumplimiento de los principios de buena administración en el desarrollo de las actividades de la empresa;
- el proceso de información financiera y la idoneidad del sistema administrativo-contable de la empresa, así como la fiabilidad de este último para representar correctamente los acontecimientos de la gestión;
- la auditoría legal de las cuentas anuales y consolidadas, así como la independencia de la firma de auditoría;
- la idoneidad y eficacia del sistema de control interno y de gestión de riesgos;
- la idoneidad de la estructura organizativa de la empresa, para los aspectos bajo nuestra responsabilidad;
- los procedimientos para la aplicación concreta de las normas de gobierno corporativo establecidas en la edición de 2020 del Código de Gobierno Corporativo italiano (en lo sucesivo, en aras de la brevedad, denominado "Código de Gobierno Corporativo"), al que la Sociedad se adhirió durante el ejercicio 2021[1];
- la adecuación de las disposiciones emitidas por la empresa a sus filiales para que Enel pueda cumplir regularmente con las obligaciones de información pública exigidas por la ley.

Al llevar a cabo los controles y comprobaciones pertinentes en los perfiles y ámbitos de actividad señalados anteriormente, no encontramos ningún problema crítico en particular. Teniendo en cuenta las indicaciones proporcionadas por la CONSOB con la Comunicación DEM/1025564 de 6 de abril de 2001 y sus posteriores actualizaciones, informamos y señalamos en particular lo siguiente:

- hemos supervisado el cumplimiento de la ley y de los Estatutos y no tenemos ninguna observación al respecto;

[1] En marzo de 2021, el Consejo de Administración completó de hecho la adopción de las medidas destinadas a garantizar la adopción por parte de Enel de los cambios contenidos en el Código de Gobierno Corporativo. Hasta ese momento, la Compañía se ha adherido a las normas de gobierno corporativo establecidas en la edición de 2018 del Código de Gobierno Corporativo para Empresas Cotizadas.

- hemos recibido del Consejero Delegado, trimestralmente y también a través de nuestra participación en las reuniones del Consejo de Administración de Enel, información adecuada sobre las actividades desarrolladas, el rendimiento general de las operaciones y su previsible evolución, así como sobre las operaciones económicas, financieras y patrimoniales más significativas realizadas por la Compañía y sus filiales. Podemos reconocer que los actos resueltos y ejecutados fueron conformes a la ley y a los Estatutos y no fueron manifiestamente imprudentes, arriesgados, en potencial conflicto de intereses, contrarios a los acuerdos adoptados por la Junta General o que comprometan la integridad del patrimonio de la sociedad. Para la descripción de las características de las operaciones económicas, financieras y patrimoniales más significativas examinadas, cabe remitirse a la información facilitada en el Informe de Gestión a las Cuentas Anuales de la Sociedad y a los Estados financieros consolidados del Grupo Enel correspondientes al ejercicio 2021 (en el apartado "Hechos importantes en 2021");
- no hemos encontrado la existencia de operaciones atípicas o inusuales realizadas con terceros, con empresas del Grupo o con otras partes relacionadas;
- en el capítulo "Informaciones sobre las partes vinculadas", incluido en las notas de los Estados financieros del ejercicio 2021 de la Sociedad, los Directores indican adecuadamente las principales operaciones realizadas por la Compañía con partes vinculadas, ya que estas han sido identificadas en base a las normas internacionales de contabilidad y a las disposiciones emitidas al respecto por CONSOB. Nos referimos a ese capítulo para identificar el tipo de transacciones en cuestión y sus efectos económicos, patrimoniales y financieros. También se refiere a los métodos de procedimiento adoptados para garantizar que las operaciones con partes vinculadas se realicen respetando los criterios de transparencia, así como de corrección procesal y sustancial. Se hace constar que las operaciones indicadas en el mismo se han llevado a cabo de conformidad con los procedimientos de aprobación y ejecución previstos en el procedimiento específico —adoptado en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 2391-*bis* del Código Civil italiano y de las normas de desarrollo dictadas por la CONSOB— descrito en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad correspondiente al año 2021. Las operaciones con partes vinculadas recogidas en las notas de los Estados financieros del ejercicio 2021 son atribuibles a operaciones ordinarias, se realizaron en interés de la empresa y se liquidaron en condiciones de mercado;
- la Compañía ha declarado que ha elaborado sus Estados financieros individuales correspondientes al ejercicio 2021 —al igual que los del ejercicio anterior— de conformidad con las normas internacionales de contabilidad NIC-NIIF (así como las interpretaciones emitidas al respecto por el CINIIF y el SIC) reconocidas en la Unión Europea en virtud del Reglamento (CE) n.º 1606/2002 y vigentes al cierre del ejercicio

2021, así como de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo n.º 38 de 28 de febrero de 2005 y las correspondientes disposiciones de desarrollo. Los Estados financieros individuales de la Compañía para el ejercicio 2021 se elaboran también sobre la base de la continuidad de la actividad y aplicando el método del coste histórico, con la excepción de aquellas partidas que, de acuerdo con las NIIF-UE, se reconocen por su valor razonable, tal y como se indica en los criterios de valoración de las partidas individuales de los Estados financieros. En las notas de los Estados financieros individuales se describen detalladamente las normas contables y los criterios de valoración adoptados, acompañados de una indicación de las normas aplicadas por primera vez en 2021, que, como se indica en ellas, no han tenido un impacto significativo en el período de referencia;

- los Estados financieros separados de 2021 de la Compañía fueron auditados por los auditores independientes KPMG SpA, que, de conformidad con el artículo 14 del Decreto 39/2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 537/2014, expresaron una opinión sin reservas en su informe, incluso con referencia a la coherencia del Informe de Gestión y de cierta información específica contenida en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad con los Estados financieros de la Sociedad, así como su conformidad con la ley. El informe de KPMG SpA también incluye:
    - una ilustración de los aspectos clave de la auditoría de los Estados financieros individuales; y
    - una declaración, realizada de conformidad con el artículo 14, apartado 2, letra e) del Decreto 39/2010, sobre la ausencia de errores materiales en el contenido del Informe de Gestión;
- la Compañía ha declarado que también ha elaborado los Estados financieros consolidados del Grupo Enel —al igual que las del ejercicio anterior— de conformidad con las normas internacionales de contabilidad NIC-NIIF (así como las interpretaciones emitidas al respecto por el CINIIF y el SIC) reconocidas en la Unión Europea en virtud del Reglamento (CE) n.º 1606/2002 y vigentes al cierre del ejercicio 2021, así como de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo n.º 38 de 28 de febrero de 2005 y las correspondientes disposiciones de desarrollo. Los Estados financieros consolidados del Grupo Enel para el ejercicio 2021 se elaboran sobre la base de empresa en funcionamiento y aplicando el método del coste histórico, excepto para las partidas que, según las NIIF-UE, se reconocen a su valor razonable (como se indica en los criterios de valoración de las partidas individuales) y los activos no corrientes (o grupos enajenables de elementos) clasificados como mantenidos para la venta, que se valoran al menor de los valores contables y el valor razonable menos los costes de venta. En las Notas a los Estados financieros consolidados se describen detalladamente las normas contables y los criterios de valoración adoptados, acompañados de una indicación de las normas aplicadas por primera vez en 2021, que, como se indica en ellas, no han tenido

un impacto significativo en el período de referencia. Asimismo, cabe señalar que, a partir del ejercicio 2021, en consonancia con lo dispuesto en el Reglamento Delegado (UE) 2019/815 de 17 de diciembre de 2018 (el denominado "Reglamento ESEF"), la Sociedad ha (i) elaborado la totalidad del Informe Financiero Anual (incluidos los Estados financieros individuales y los Estados financieros consolidados, los respectivos Informes de Gestiónn y las respectivas certificaciones de conformidad con el artículo 154-*bis*, apartado 5, del Texto Refundido de la Ley de Finanzas) en el formato único de comunicación electrónica c. denominado XHTML (Extensible Hypertext Markup Language), así como (ii) ha procedido a "marcar" (colocando "etiquetas" específicas) los anexos de los Estados financieros consolidados y las notas correspondientes utilizando el lenguaje de marcado iXBRL ("Inline eXtensible Business Reporting Language"), de conformidad con la taxonomía ESEF emitida anualmente por la ESMA, con el fin de facilitar concretamente la accesibilidad, el análisis y la comparabilidad de los informes financieros anuales;

- los Estados financieros consolidados del Grupo Enel para el año 2021 también han sido auditados por los auditores independientes KPMG SpA, que, de conformidad con el artículo 14 del Decreto 39/2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 537/2014, expresaron una opinión sin reservas en su informe, incluso con referencia a la coherencia del Informe de Gestión y cierta información específica contenida en el Informe sobre el Gobierno Corporativo y la Estructura de Propiedad con los Estados financieros consolidados, así como el relativo cumplimiento de los requisitos legales. El informe de KPMG SpA también incluye:
    - una ilustración de los aspectos clave de la auditoría de los Estados financieros consolidados; y
    - declaraciones, realizadas de conformidad con el artículo 14, apartado 2, letra e), del Decreto 39/2010 y el artículo 4 del Reglamento de la CONSOB n.º 20267, de 18 de enero de 2018 (por el que se desarrolla el Decreto Legislativo n.º 254, de 30 de diciembre de 2016), relativas, respectivamente, a la no identificación de errores significativos en el contenido del Informe de Gestión y a la verificación de que el Consejo de Administración ha aprobado la Declaración Consolidada No Financiera.

  Para los encargos que se le han encomendado, la empresa auditora KPMG SpA ha emitido también los informes de auditoría de los Estados financieros del ejercicio 2021 de las empresas italianas más significativas del Grupo Enel sin salvedades. Además, durante las reuniones periódicas con los representantes de los auditores independientes KPMG SpA, los auditores no señalaron ninguna cuestión crítica relacionada con los paquetes de información de las empresas extranjeras más importantes del Grupo Enel, seleccionadas por los propios auditores sobre la base del plan de trabajo preparado para la auditoría de los Estados financieros consolidados del Grupo Enel, que pudiera

dar lugar a conclusiones que debieran comunicarse en la opinión sobre los Estados financieros;

- teniendo en cuenta las recomendaciones emitidas por la Autoridad Europea de Valores y Mercados ("ESMA") el 21 de enero de 2013 (confirmadas, más recientemente, en la Declaración Pública de 29 de octubre de 2021), destinadas a garantizar la adecuada transparencia de las metodologías adoptadas por las empresas cotizadas en el contexto de los procedimientos de prueba de deterioro del fondo de comercio, así como en consonancia con las recomendaciones del documento conjunto del Banco de Italia - CONSOB - ISVAP n.º 4 de 3 de marzo de 2010 y a la luz de las indicaciones proporcionadas más recientemente por la propia CONSOB en la Comunicación n.º 7780 de 28 de enero de 2016, la conformidad del procedimiento de prueba de deterioro con los requisitos de la norma internacional de contabilidad NIC 36 fue aprobada expresamente por el Consejo de Administración de la Sociedad, previo dictamen favorable emitido al respecto por la Comisión de Control y Riesgos, en febrero de 2022, antes de la fecha de aprobación de los documentos de los Estados financieros relativos a 2021;
- hemos examinado la propuesta del Consejo de Administración para la asignación del beneficio del año 2021 y no tenemos ninguna observación que hacer al respecto;
- el Consejo de Administración de la Compañía, tras las oportunas verificaciones realizadas por la Comisión de Control y Riesgos y por esto Comité de Auditoría en marzo de 2022, certificó en el momento de la aprobación de los Estados financieros del ejercicio 2021 el cumplimiento continuado, dentro del Grupo Enel, de la normativa dictada por la CONSOB (en el artículo 15 del denominado "Reglamento del Mercado", aprobado por la resolución n.º 20249 de 28 de diciembre de 2017) sobre la transparencia contable, la adecuación de la estructura organizativa y el sistema de controles internos que las filiales, constituidas y reguladas por las leyes de Estados no comunitarios, deben cumplir para que las acciones de Enel sigan cotizando en los mercados regulados italianos;
- hemos supervisado, en la medida de nuestras competencias, la adecuación de la estructura organizativa de la Sociedad (y, en general, del Grupo Enel en su conjunto) mediante la obtención de información de los responsables de las funciones corporativas competentes y reuniones con las Juntas de Auditores de Cuentas o los órganos de control equivalentes de algunas de las principales empresas italianas y extranjeras del Grupo Enel, con el fin de intercambiar mutuamente datos e información relevantes. A este respecto, cabe señalar que la estructura organizativa del Grupo Enel se basa, a partir del segundo semestre del ejercicio 2014, en una matriz de Líneas de Negocio Globales/Geografías y —teniendo en cuenta los cambios más recientes realizados durante 2021 y los primeros meses de 2022— se divide en: (i) Líneas de Negocio Globales, a las que se confía la tarea de gestionar y desarrollar los activos, optimizando

su rendimiento y la rentabilidad del capital invertido, en las distintas áreas geográficas de presencia del Grupo. Las Líneas de Negocio Globales se dividen en: Enel Green Power and Thermal Generation, Global Energy and Commodity Management, Global Infrastructure and Networks, Enel X Global Retail y Global e-Mobility; (ii) Países y Regiones, a los que se confía, dentro de cada área geográfica de presencia del Grupo, la tarea de gestionar las relaciones con los organismos institucionales, las autoridades reguladoras, los medios de comunicación y otras partes interesadas locales, así como optimizar la cartera de clientes y los activos de generación persiguiendo el mejor margen integrado, proporcionando también apoyo en términos de actividades de personal y otros servicios a las Líneas de Negocio Globales y adoptando normas adecuadas en términos de seguridad, protección y cuestiones medioambientales. Los Países y Regiones se dividen en: Italia, Iberia, Europa, América Latina, América del Norte, así como África, Asia y Oceanía; (iii) Funciones de Servicios Globales, a las que se confía la tarea de gestionar las actividades de tecnología de la información y la comunicación (Solución Digital Global), las compras en todo el Grupo (Compras Globales) y los procesos de facturación, crédito y atención al cliente (Operaciones Globales de Clientes); (iv) Funciones de Holding, a las que se confía, entre otras cosas, la tarea de gestionar los procesos de gobernanza a nivel del Grupo, divididos de la siguiente manera: Administración, Finanzas y Control, Personal y Organización, Comunicación, Asuntos Jurídicos y Corporativos, Auditoría, Innovación y Sostenibilidad. Creemos que el modelo organizativo descrito anteriormente es adecuado para apoyar el desarrollo estratégico de la empresa y del Grupo Enel y también es coherente con los requisitos de control;

- durante las reuniones con las Comités de Auditoría u órganos de control equivalentes de algunas de las principales empresas italianas y extranjeras del Grupo Enel, no han surgido hallazgos lo suficientemente significativos como para ser comunicados en este informe;
- hemos supervisado la independencia de los Auditores Independientes, habiendo recibido en el día de hoy de KPMG SpA la confirmación específica por escrito de la existencia de este requisito, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6, apartado 2, letra a) del Reglamento (UE) n.º 537/2014 y el apartado 17 de la Norma Internacional de Auditoría (NIA Italia) n.º 260 y habiendo discutido el contenido de dicha declaración con el socio responsable de la auditoría; a este respecto, también hemos supervisado —como prevé el artículo 19, apartado 1, letra e) del Decreto 39/2010— la naturaleza y el alcance de los servicios distintos del encargo principal de auditoría prestados a la Sociedad y a las demás sociedades del Grupo Enel por KPMG SpA y las entidades pertenecientes a la red correspondiente. Cabe señalar que los honorarios pagados a KPMG SpA y a las entidades de su red se indican en las notas de los Estados financieros individuales de la Sociedad. Tras las comprobaciones realizadas,

el Comité de Auditoría considera que no existen cuestiones críticas en relación con la independencia de la empresa auditora KPMG SpA.

Hemos mantenido reuniones periódicas con los representantes de la misma empresa de auditoría, de conformidad con el apartado 3 del artículo 150 del Texto Refundido de la Ley de Finanzas, durante las cuales no se han producido hallazgos de tal importancia que deban ser comunicados en este informe.

Teniendo en cuenta específicamente lo dispuesto en el artículo 11 del Reglamento (UE) n.º 537/2014, los Auditores Independientes han presentado hoy al Comité de Auditoría, con referencia al ejercicio 2021, el "informe adicional" sobre los resultados de la auditoría legal realizada, del que no se desprenden dificultades significativas encontradas en el transcurso de la propia auditoría, ni deficiencias significativas relativas al sistema de control interno de la información financiera y/o al sistema contable de Enel que den lugar a hallazgos que deban comunicarse en la opinión sobre los Estados financieros individuales y consolidados. El Comité de Auditoría remitirá sin demora dicho informe al Consejo de Administración, acompañado de sus propias observaciones, si las hubiera, de conformidad con el artículo 19, apartado 1, letra a) del Decreto 39/2010.

A la fecha de este informe, la misma empresa auditora no ha elaborado la carta de sugerencias (denominada "carta de gestión") referida al ejercicio 2021;

> hemos supervisado el proceso de información financiera, la adecuación del sistema administrativo-contable de la Sociedad y la fiabilidad de este en la representación correcta de los hechos operativos, así como el cumplimiento de los principios de buena administración en el ejercicio de la actividad empresarial y no tenemos ninguna observación que hacer al respecto. Hemos realizado las comprobaciones pertinentes recabando información del responsable del Departamento de Administración, Finanzas y Control de la empresa (teniendo en cuenta la función de gestor encargado de elaborar los informes financieros de la empresa que ostenta el interesado), así como examinando la documentación de la empresa y analizando los resultados del trabajo realizado por los Auditores Independientes. El Consejero Delegado y el Gerente responsable de la elaboración de los informes financieros de Enel han certificado en un informe específico, con referencia a los Estados financieros individuales de la Compañía para el año 2021: (i) la adecuación en relación con las características del negocio y la aplicación efectiva de los procedimientos administrativos y contables para la elaboración de los Estados financieros; (ii) la conformidad del contenido de los estados financieros con las normas internacionales de contabilidad aplicables y reconocidas por la Unión Europea en virtud del Reglamento CE n.º 1606/2002; (iii) la correspondencia de los Estados financieros en cuestión con los resultados que constan en los libros y registros contables y su adecuación para ofrecer una imagen fiel de la situación patrimonial, económica y financiera de la Sociedad; (iv) que el Informe de Gestión, que

acompaña a los Estados financieros, incluye un análisis fiable de la evolución y el resultado de las operaciones, así como de la situación de la Sociedad, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que esta está expuesta. En el citado informe también se indica que la adecuación de los procedimientos administrativos y contables para la elaboración de los Estados financieros individuales de la Sociedad se verificó mediante la evaluación del sistema de control interno sobre la información financiera (apoyada también en los resultados de las denominadas "pruebas independientes", encomendadas a una consultora cualificada) y que la evaluación de dicho sistema no reveló ningún aspecto significativo. Se preparó un informe de certificación similar respecto a los Estados financieros consolidados del Grupo Enel para el año 2021;

- hemos supervisado la adecuación y eficacia del sistema de control interno y de gestión de riesgos, principalmente a través de la participación constante del responsable del Departamento de Auditoría de la Sociedad en las reuniones del Comité de Auditoría y la celebración de más de la mitad de las reuniones conjuntamente con el Comité de Control y Riesgos, así como a través de reuniones periódicas con el órgano llamado a supervisar el funcionamiento y la observancia del modelo organizativo y de gestión adoptado por la Sociedad en virtud del Decreto Legislativo n.º 231/2001. A la vista de las auditorías realizadas y en ausencia de cuestiones críticas significativas detectadas, hay motivos para pensar que el sistema de control interno y gestión de riesgos es adecuado y eficaz; cabe destacar que el Consejo de Administración de la Sociedad, en febrero de 2022, expresó una valoración conforme en este punto y también reconoció, en noviembre de 2021, la compatibilidad de los principales riesgos vinculados a los objetivos estratégicos establecidos en el Plan Industrial 2022-2024 con la gestión del negocio coherente con los mismos objetivos;
- durante el año 2021, el Comité de Auditoría no recibió ninguna queja ni alegaciones de hechos reprobables de conformidad con el artículo 2408 del Código Civil italiano;
- hemos supervisado la forma en que se ha aplicado concretamente el Código de Gobierno Corporativo, verificando la conformidad del sistema de gobierno corporativo de Enel con las recomendaciones expresadas por este Código. Un informe detallado sobre el sistema de gobierno corporativo de la empresa figura en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad del año 2021.
  En junio de 2021, tuvimos ocasión de comprobar que el Consejo de Administración, en la evaluación de la independencia de sus miembros no ejecutivos, aplicó correctamente los criterios señalados en el Código de Gobierno Corporativo y el principio de prevalencia del fondo sobre la forma que debe informar, con carácter general, la aplicación de las recomendaciones del propio Código, habiendo seguido un procedimiento de evaluación transparente a tal efecto, cuyas características se

describen en el citado Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad del ejercicio 2021.

En cuanto a la llamada "autoevaluación" de la independencia de sus miembros, en junio de 2021 y febrero de 2022, el Comité de Auditoría comprobó la existencia de los requisitos pertinentes establecidos en la Ley Financiera Consolidada y en el Código de Gobierno Corporativo con respecto a todos los Auditores Permanentes;

- en la última parte del ejercicio 2021 y durante los dos primeros meses de 2022, el Comité de Auditoría llevó a cabo, con el apoyo de una consultora independiente, una evaluación del tamaño, la composición y el funcionamiento del propio Comité (la llamada "revisión del Comité"), como ya ha hecho desde el ejercicio 2018, por analogía con lo que se ha hecho para el Consejo de Administración desde 2004.

  Se trata de una buena práctica que el Comité de Auditoría pretendía adoptar incluso en ausencia de una recomendación específica del Código de Gobierno Corporativo y siguiendo los métodos del "peer-to-peer review", es decir, evaluando no solo el funcionamiento del órgano en su conjunto, sino también el estilo y el contenido de la contribución realizada por cada uno de los Censores de Cuentas. La forma en que se ha llevado a cabo la revisión del Consejo de Administración para el ejercicio 2021 se describe detalladamente en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad para el año 2021, junto con los resultados relativos, que revelan las opiniones unánimes expresadas por los auditores de cuentas sobre la plena adecuación del tamaño, la composición y el funcionamiento del Comité de Auditoría. Con respecto a los resultados que surgieron en 2020, se confirmó que el organismo de control fue capaz de adoptar métodos de funcionamiento eficaces y eficientes, así como alineados con el marco normativo de referencia.

  Asimismo, cabe señalar que, sobre la base de los resultados de la "revisión del consejo" y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Política de diversidad de sus miembros (aprobada el 29 de enero de 2018), el Comité de Auditoría —con vistas a la renovación del órgano de control por expiración del mandato, prevista con ocasión de la Junta General de Accionistas convocada para aprobar los Estados financieros individuales de la Sociedad para el año 2021— ha compartido unas "Orientaciones" específicas dirigidas a los Accionistas (y disponibles en la página web de la empresa) sobre los distintos perfiles cuya presencia en el nuevo Comité se considera adecuada;
- durante el año 2021, la Comité de Auditoría también tuvo la oportunidad de participar en un programa especial de "inducción", caracterizado por estudios específicos en profundidad destinados a poner al día a los Consejeros y Censores de Cuentas en materia de gobierno corporativo y cambio climático, con el objetivo de seguir desarrollando sus competencias en este sentido, gracias también a la contribución de un experto externo cualificado;

- supervisamos la aplicación de las disposiciones del Decreto Legislativo n.º 254, de 30 de diciembre de 2016 (en adelante, para abreviar, el "Decreto 254"), relativo a la divulgación de información no financiera y sobre diversidad por parte de determinadas empresas y grandes grupos. En el desarrollo de esta actividad, hemos supervisado la adecuación del sistema organizativo, administrativo y de información y control elaborado por la Sociedad para permitir una correcta representación, en el ámbito de la Declaración Consolidada No Financiera del ejercicio 2021, de la actividad del Grupo Enel, de sus resultados y de su impacto en relación con los aspectos no financieros a los que se refiere el artículo 3, apartado 1, del Decreto 254, no teniendo ninguna observación que hacer al respecto. Cabe señalar que los auditores independientes KPMG SpA emitieron, de conformidad con el artículo 3, párrafo 10 del Decreto 254 y el artículo 5 del Reglamento de la CONSOB n.º 20267 de 18 de enero de 2018, la atestación relativa a la conformidad de la información proporcionada en el mismo estado consolidado de carácter no financiero con los requisitos de la normativa vigente;
- la Sociedad, desde la cotización de sus acciones en Bolsa, ha adoptado un reglamento específico (modificado por última vez en septiembre de 2018) para la gestión interna y el tratamiento de la información confidencial, que contiene también procedimientos para la divulgación externa de documentos e información relativa a la Sociedad y al Grupo, con especial referencia a la información privilegiada; este reglamento (que puede consultarse en el sitio web de la Sociedad) contiene disposiciones adecuadas dirigidas a las filiales para permitir a Enel cumplir regularmente con las obligaciones de divulgación pública previstas por la ley, de conformidad con el artículo 114, apartado 2, del Texto Refundido de la Ley Financiera;
- la empresa también ha adoptado desde 2002, y actualizado posteriormente, la última vez en febrero de 2021, un Código Ético (también disponible en la página web de la empresa), que expresa los compromisos y las responsabilidades éticas en la realización de los negocios, regulando y normalizando el comportamiento de la empresa sobre normas basadas en la máxima transparencia y equidad hacia todas las partes interesadas;
- con referencia a las disposiciones del Decreto Legislativo n.º 231 de 8 de junio de 2001 —que introdujo en el ordenamiento jurídico italiano un régimen de responsabilidad administrativa (pero de hecho penal) para las empresas por determinados tipos de delitos cometidos por sus administradores, directivos o empleados en interés o en beneficio de las propias empresas— Enel ha adoptado desde julio de 2002 un modelo de organización y gestión dividido en una "parte general" y varias "partes especiales", dedicadas a los distintos tipos de delitos identificados por el Decreto Legislativo n.º 231/2001 y que el propio modelo pretende prevenir. Para una descripción de los métodos de adaptación de este modelo a las características de las distintas empresas italianas del Grupo, así como para una indicación del objetivo del "Enel Global

Compliance Program" dirigido a las empresas extranjeras del Grupo, consulte el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad del año 2021. El órgano llamado a supervisar el funcionamiento y el cumplimiento del propio modelo, así como a velar por su actualización, adopta una composición colegiada. Este órgano, nombrado en julio de 2020, sigue estando compuesto por tres miembros externos, todos ellos con experiencia profesional específica en organización empresarial y derecho penal de las empresas. El Comité de Auditoría ha recibido información adecuada sobre las principales actividades realizadas en 2021 por el mismo órgano de supervisión, también durante las reuniones celebradas con sus miembros; el examen de estas actividades no ha revelado ningún indicio de hechos y/o situaciones que deban mencionarse en este informe;

- durante el ejercicio 2021, el Comité de Auditoría emitió una opinión favorable (en la reunión del 3 de febrero de 2021) sobre el Plan de Auditoría 2021, de conformidad con el artículo 7.C.1, letra c), del Código de Gobierno Corporativo para las empresas cotizadas (al que la empresa seguía adherida en esa fecha);
- la información adecuada sobre los emolumentos fijos y variables devengados durante el ejercicio 2021, por razón de sus respectivos cargos, por quienes ejercieron como Presidente del Consejo de Administración, Consejero Delegado/Director General y los demás Consejeros, así como los instrumentos retributivos que se les atribuyen, figura en el segundo apartado del Informe sobre Política Retributiva para 2022 y sobre las retribuciones abonadas en 2021 en virtud del artículo 123-*ter* del Texto Refundido de la Ley de Presupuestos Generales del Estado (en adelante, en aras de la brevedad, el "Informe de Remuneraciones"), aprobado por el Consejo de Administración, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el 6 de abril de 2022 y que se publicará en cumplimiento de los términos de la ley. Se reconoce que los instrumentos de remuneración en cuestión se ajustan a las mejores prácticas, ya que cumplen con el principio de la vinculación con objetivos de rendimiento adecuados, también de carácter no financiero, y persiguen el objetivo de crear valor para los accionistas en un horizonte a largo plazo.
  Cabe señalar que las propuestas al Consejo de Administración relativas a la adopción de dichos instrumentos de retribución y la determinación de los parámetros correspondientes fueron elaboradas por el Comité de Nombramientos y Retribuciones —compuesto únicamente por Consejeros independientes— valiéndose de los análisis de referencia realizados, también a escala internacional, por una empresa consultora independiente. Asimismo, cabe señalar que la misma segunda sección del Informe sobre Remuneraciones contiene, en cumplimiento de la normativa pertinente de la CONSOB, información específica sobre los emolumentos devengados durante el ejercicio 2021 también por los miembros del órgano de control y los directivos con responsabilidades estratégicas (para estos últimos en forma agregada).

El Comité de Auditoría también supervisó el proceso de elaboración de la política de remuneración para 2022 —descrita en su totalidad en la primera sección del Informe sobre Remuneraciones— sin encontrar ningún problema crítico. En particular, la coherencia de las distintas medidas previstas por dicha política con (i) las disposiciones de la Directiva (UE) 2017/828, tal y como han sido transpuestas a la legislación italiana, (ii) las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo, así como (iii) los resultados del análisis de referencia realizado, también a escala internacional, por una consultora independiente que la Comisión de Nombramientos y Retribuciones decidió utilizar.

Tal y como se menciona en el primer apartado del Informe sobre Remuneraciones, durante la elaboración de la política retributiva para 2022, el Comité de Auditoría —también teniendo en cuenta las recomendaciones al respecto del Código de Gobierno Corporativo— solicitó a la citada consultora independiente la realización de un nuevo análisis de referencia, dirigido a conocer la adecuación de las retribuciones de los miembros del mismo órgano de control. Este análisis se ha realizado sobre la base de los datos comunicados en la documentación publicada con ocasión de la temporada de la Junta General de Accionistas de 2021 por los emisores pertenecientes a un grupo paritario constituido —a diferencia del grupo paritario utilizado para el análisis similar relativo al Consejo de Administración— exclusivamente por empresas italianas pertenecientes al índice FTSE MIB ([2]); las funciones que el ordenamiento jurídico italiano atribuye al Comité de Auditoría diferencian de hecho a este último de los órganos con funciones de control previstos por los sistemas de gobernanza de uno y dos niveles comúnmente adoptados en otros países. A efectos de la identificación del grupo de pares, el consultor, de acuerdo con el Comité de Auditoría, decidió excluir determinadas empresas industriales pertenecientes al índice FTSE MIB caracterizadas por estructuras de propiedad concentradas, al tiempo que evaluó determinadas empresas del índice FTSE MIB pertenecientes al mundo de los servicios financieros.

El análisis en cuestión mostró que, sobre la base de los datos a 31 de diciembre de 2020, Enel se sitúa, en comparación con el grupo de referencia, por encima de los máximos en cuanto a capitalización, por encima del noveno decil en cuanto a ingresos y por debajo del noveno decil en cuanto a número de empleados.

El mismo análisis demostró que —frente a un posicionamiento muy alto de Enel en comparación con las empresas incluidas en el panel en términos de capitalización, ingresos y número de empleados— la remuneración del Presidente de Comité de Auditoría y de los demás Auditores Permanentes de Enel está ligeramente por debajo de la mediana para el Presidente y en línea con la mediana de las referencias de mercado para los demás Auditores Permanentes. El análisis en cuestión también mostró

[2] Este grupo paritario incluye las siguientes 19 empresas: A2A, Assicurazioni Generali, Atlantia, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Hera, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli, Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Terna, TIM, Unicredit y Unipol.

que durante 2020, en promedio, las juntas de auditores legales de las empresas del panel estaban compuestas por cuatro auditores permanentes, en comparación con los tres miembros permanentes del Comité de Auditoría de Enel, y celebraron 25 reuniones en comparación con las 27 reuniones celebradas por el Comité de Auditoría de Enel.
De este análisis se desprende que el nivel de competitividad de la retribución prevista para el Presidente y los demás miembros permanentes del Comité de Auditoría de Enel es similar a la posición de los Consejeros no ejecutivos de la propia Enel, con referencia al emolumento que se les reconoce como Consejeros (neto de las dietas de asistencia, que no están previstas en Enel para la participación en las reuniones del Consejo, pero que sí son reconocidas por algunas de las empresas del grupo de referencia utilizado para la elaboración de la política de retribución de los Consejeros para 2022).
Sin embargo, el consultor señaló que, para evaluar correctamente la adecuación de los honorarios previstos para los miembros del Comité de Auditoría, sería conveniente evaluar el importe a la luz del esfuerzo global que requiere el cargo, teniendo en cuenta así que los miembros del Comité de Auditoría también asisten a las reuniones de los Comités del Consejo (una práctica que es funcional al desempeño de las funciones de supervisión de los procedimientos para la aplicación concreta de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo dentro de Enel), sin recibir ninguna remuneración adicional por esta actividad.
Por último, cabe señalar que el análisis de referencia mostró una clara correlación entre la competitividad de la remuneración ofrecida por las empresas del grupo de referencia a sus respectivas juntas de auditores de cuentas y el diferente compromiso de trabajo que se les exige, como se refleja en el número de reuniones celebradas en 2020; en consecuencia, el mismo análisis mostró que las empresas pertenecientes al mundo de los servicios financieros ofrecen una remuneración media más competitiva al presidente y a los miembros permanentes de sus juntas de auditores de cuentas, teniendo en cuenta el mayor número de reuniones celebradas. Por último, el análisis ha puesto de manifiesto que la remuneración pagada al Presidente y a los miembros efectivos del Comité de Auditoría de Enel está sustancialmente en línea con lo previsto actualmente por las empresas del grupo paritario más importante entre las que tienen una participación directa y/o indirecta significativa en el Ministerio de Economía y Finanzas.

Durante el ejercicio 2021, el Comité de Auditoría llevó a cabo actividades de supervisión en el transcurso de 28 reuniones, así como mediante la asistencia a 16 reuniones del Consejo de Administración y de la Junta General de Accionistas y —a través del Presidente o de uno o varios de sus miembros— a 17 reuniones del Comité de Control y Riesgos (16 de las cuales se celebraron conjuntamente con el Comité de Auditoría), a 12 reuniones de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, a 7 reuniones de la Comisión de Partes Relacionadas y a 5 reuniones de la Comisión de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad, lo que supone un total de

86 reuniones. A las reuniones del Comité de Auditoría, así como a las del Consejo de Administración, asistió el Magistrado del Tribunal de Cuentas delegado para el control de la gestión financiera de la Sociedad.
Durante esta actividad y sobre la base de la información obtenida de la empresa auditora KPMG SpA, no se han detectado omisiones y/o hechos y/o irregularidades censurables o, en todo caso, hechos significativos que requieran ser comunicados a las Autoridades de Supervisión o mencionados en este informe.
Por último, el Comité de Auditoría constata que durante el ejercicio 2021 y hasta el 31 de marzo de 2022, persistió la situación de emergencia sanitaria en Italia debido a la pandemia de COVID-19. Las autoridades italianas, hasta esa fecha, han mantenido ciertas restricciones a la libertad de circulación dentro del territorio nacional para contener el contagio, ordenando, entre otras cosas, la prohibición de las concentraciones.
En este contexto, el Comité de Auditoría, a la luz de las medidas de contención de la pandemia del COVID-19, celebró la mayor parte de sus reuniones durante el ejercicio 2021 exclusivamente mediante el uso de sistemas de audio/videoconferencia por parte de todos los participantes, lo que en cualquier caso garantizó su identificación y el intercambio de documentación —de acuerdo con el artículo 25.4 de los Estatutos— y, en general, el correcto desempeño de sus funciones por parte del órgano de control.
Asimismo, el Comité de Auditoría informa que el Consejo de Administración de la Sociedad ha convocado la Junta General Ordinaria de Accionistas para el 19 de mayo de 2022 en convocatoria única, disponiendo que —ante la incierta evolución de la pandemia del COVID-19 y, por tanto, teniendo en cuenta la necesidad permanente de minimizar los desplazamientos y los riesgos asociados a una asistencia presencial y considerando las disposiciones sobre la celebración de juntas de la sociedad del artículo 106, párrafo 4, del Decreto-Ley n.º 18 de 17 de marzo de 2020, convertido con modificaciones por la Ley n.º 27 de 24 de abril de 2020 ([3])— se celebrará de forma que permita a los Accionistas intervenir exclusivamente a través del representante designado por la Sociedad en virtud del artículo 135-*undecies* del Texto Refundido de la Ley de Finanzas, a los que los Accionistas también podrán otorgar delegación o subdelegación de conformidad con el artículo 135-*novies* del mismo Texto Refundido, como excepción a lo dispuesto en el artículo 135-*undecies*, apartado 4, del mismo Texto Refundido.
El Comité de Auditoría se asegurará de que en la citada Junta General de Accionistas se puedan ejercer debidamente los derechos de los Accionistas —como ocurrió en las Juntas Generales de Accionistas de Enel celebradas de forma similar el 14 de mayo de 2020 y el 20 de mayo de 2021— dentro de los límites permitidos por los procedimientos específicos previstos para los procedimientos correspondientes.
El Comité de Auditoría continuará desarrollando sus actividades de supervisión hasta el final de su mandato, en estrecha coordinación con el Consejo de Administración y los Auditores

[3] Cuya aplicabilidad fue prorrogada por última vez hasta el 31 de julio de 2022 por el artículo 3, párrafo 1, del Decreto-Ley n.º 228 de 30 de diciembre de 2021, convertido con modificaciones por la Ley n.º 15 de 25 de febrero de 2022.

Independientes, con el fin de supervisar los impactos —también de carácter económico-financiero— para la Compañía y el Grupo Enel causados por la pandemia de COVID-19 y, más recientemente, por el delicado contexto geopolítico actualmente en curso. A este último respecto, cabe señalar que el Comité de Auditoría, en el desempeño de las actividades de supervisión exigidas por la ley, ha tenido debidamente en cuenta las indicaciones contenidas en el comunicado de prensa conjunto Banca d'Italia - CONSOB - IVASS - UIF de 7 de marzo de 2022, así como en la llamada de atención de CONSOB de 18 de marzo de 2022 sobre el posible impacto del conflicto ruso-ucraniano actualmente en curso en las actividades de las empresas cotizadas.

El Comité de Auditoría, tras las actividades de supervisión realizadas y sobre la base de los resultados del intercambio de datos e información con la empresa de auditoría KPMG SpA, les propone aprobar los Estados financieros de la Sociedad a 31 de diciembre de 2021 de acuerdo con la propuesta del Consejo de Administración.

Roma, 14 de abril de 2022

El Comité de Auditoría

_____

Barbara Tadolini - Presidente

_____

Romina Guglielmetti – Miembro titular

_____

Claudio Sottoriva – Miembro titular

Informe de la sociedad de auditoría

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

(La traducción de los estados financieros consolidados del grupo Enel que se adjunta a este informe constituye una versión no oficial que no cumple con los requerimientos establecidos en el Reglamento Delegado (UE) 2019/815. Este informe de la sociedad de auditoría independiente ha sido traducido al español únicamente para la conveniencia de los lectores internacionales. Por consiguiente, el original en italiano constituye la única versión autoritativa.)

Informe de la Sociedad de Auditoría independiente en virtud del Art. 14 del Decreto Legislativo italiano n. 39, de 27 de enero de 2010, y del Art. 10 del Reglamento (UE) N. 537/2014, de 16 de abril

A los accionistas de
Enel S.p.A.

Informe de auditoría de los estados financieros consolidados

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados del grupo Enel (en adelante también el "grupo"), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2021, el estado del resultado, el estado del resultado integral, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas a los estados financieros que incluyen también un resumen de las normas contables más significativas aplicadas.

En nuestra opinión los estados financieros consolidados expresan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del grupo Enel a 31 de diciembre de 2021, así como de sus resultados y flujos de efectivo del ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea y con las normas promulgadas en aplicación del Art. 9 del Decreto Legislativo italiano 38/05.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las normas internacionales de auditoría (ISA Italia). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "*Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados*" de

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

nuestro informe. Somos independientes de Enel S.p.A. (en adelante también la "controladora") de conformidad con los requerimientos de ética e independencia aplicables en la normativa reguladora italiana de la actividad de auditoría de estados financieros. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de mayor significación en la auditoría de los estados financieros consolidados examinados. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y por lo tanto no expresamos una opinión por separado sobre dichas cuestiones.

Reconocimiento de los ingresos procedentes de ventas de electricidad y gas aún no facturados

Notas a los estados financieros consolidados: notas n. 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección – Ingresos procedentes de contratos con clientes", n. 2.2. "Principios contables significativos – Ingresos procedentes de contratos con clientes", n. 10.a "Ingresos por ventas y prestaciones de servicios" y n. 33 "Deudores comerciales"

Cuestión clave	Procedimientos de auditoría en respuesta a la cuestión clave
Los ingresos por la venta de electricidad y gas a clientes finales se reconocen en el momento del suministro de electricidad o gas e incluyen, además del importe facturado en base a lecturas periódicas (y correspondientes al ejercicio) o en base a los volúmenes comunicados por los distribuidores y transportistas, una estimación de la electricidad y el gas suministrados durante el ejercicio y todavía no facturados, como la diferencia entre la electricidad y el gas introducidos en la red de distribución y los facturados durante el ejercicio, calculados teniendo en cuenta posibles pérdidas de la red. Los ingresos entre la última fecha de lectura y el cierre del ejercicio se basan en estimaciones del consumo diario del cliente, principalmente en base a su perfil histórico, ajustado para reflejar las condiciones atmosféricas u otros factores que puedan afectar el consumo estimado. Dichas estimaciones se caracterizan por un nivel elevado de complejidad con relación a las hipótesis sobre las cuales se basan. Por consiguiente, hemos considerado que el reconocimiento de los ingresos procedentes de ventas de electricidad y gas aún no facturados son una cuestión clave de la auditoría.	Los procedimientos de auditoría llevados a cabo han incluido: — comprensión del proceso de reconocimiento de los ingresos de ventas de electricidad y gas aún no facturados; — análisis de la configuración, aplicación y eficacia operativa de los controles, incluidos los de naturaleza informática, considerados relevantes para las actividades de auditoría, que ha incluido el apoyo de nuestros especialistas en *Information Technology*; — desempeño de procedimientos de validez sobre los volúmenes de electricidad y gas considerados en el cálculo de la estimación; — comprobación de la exactitud de las tarifas de venta utilizadas en la estimación; — comparación de la estimación reconocida en los estados financieros consolidados del ejercicio anterior con los datos finales comprobados; — análisis de que la información proporcionada en las notas a los estados financieros sea adecuada con respecto a los ingresos de ventas de electricidad y gas aún no facturados.

Responsabilidad de los administradores y de la comisión de auditoría de Enel S.p.A. en relación con los estados financieros consolidados

Los administradores son responsables de formular los estados financieros consolidados de forma que expresen la imagen fiel de los mismos de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y con las normas promulgadas en aplicación del Art. 9 del Decreto Legislativo italiano 38/05 así como, según dispone la legislación, con las medidas de control interno que estimen necesarias para permitir la elaboración de unos estados financieros que no contengan incorrección material debida a fraude o bien a conductas o circunstancias no voluntarias.

Los administradores son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento y, en la elaboración de los estados financieros consolidados, del carácter adecuado del uso del supuesto de negocio en marcha, así como de una adecuada información al respecto. Los administradores emplean el supuesto de negocio en marcha en la elaboración de los estados financieros consolidados, excepto si se dan las condiciones para liquidar la controladora o para cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La Comisión de auditoría es responsable según dispone la legislación, de la supervisión del proceso de elaboración de la información financiera del grupo.

Responsabilidad de la sociedad de auditoría en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o a conductas o circunstancias no voluntarias, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Por seguridad razonable se entiende un alto grado de seguridad que, no obstante, no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las normas internacionales de auditoría (ISA Italia) siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o bien a conductas o circunstancias no voluntarias y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría conforme a las normas internacionales de auditoría (ISA Italia), aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

— identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros consolidados, debida a fraude o bien a conductas o circunstancias no voluntarias, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a conductas o circunstancias no voluntarias, ya que el fraude puede implicar connivencia, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno;

— obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del grupo;

— evaluamos si las normas contables aplicadas son adecuadas y el carácter razonable de las estimaciones contables realizadas por los administradores, incluida la información correspondiente;

— concluimos sobre si es adecuada la utilización, por parte de los administradores, del supuesto de negocio en marcha y basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre significativa relacionada con hechos o con circunstancias que pueden dar lugar a dudas significativas sobre la capacidad del grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si existe una incertidumbre significativa, en el informe de auditoría debemos llamar la atención sobre la información de los estados financieros relativa o, si dicha información no es adecuada, debemos reflejar dicha circunstancia en nuestra opinión. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia obtenida hasta la fecha del presente informe. Sin embargo, eventos o circunstancias sucesivas pueden provocar que el grupo deje de continuar como empresa en funcionamiento;

— evaluamos globalmente la presentación, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel;

— obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada sobre la información financiera de las empresas o diferentes actividades económicas desempeñadas dentro del Grupo para expresar nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y desarrollo del encargo de auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de la opinión de auditoría sobre los estados financieros consolidados.

Hemos comunicado a los responsables de la actividad de gobierno corporativo, identificados en un nivel adecuado como requerido por ISA Italia, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También hemos proporcionado a los responsables del gobierno corporativo una declaración de que hemos cumplido con los requerimientos de ética e independencia aplicables en la normativa reguladora italiana y les hemos comunicado aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación a los responsables del gobierno corporativo, hemos identificado las que han sido de mayor significación en la auditoría de los estados financieros consolidados del ejercicio y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Hemos descrito esas cuestiones en nuestro informe de auditoría.

Otra información revelada en virtud del Art. 10 del Reglamento (UE) 537/14

La Junta de Accionistas de Enel S.p.A. nos confiere a 16 de mayo de 2019 el encargo de auditar los estados financieros de la controladora y los estados financieros consolidados del grupo del periodo desde el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2020, hasta el ejercicio finalizado a 31 de diciembre de 2028.

Declaramos no haber prestado servicios distintos de la auditoría prohibidos en virtud del Art. 5, apartado 1 del Reglamento (UE) 537/14 y que hemos mantenido nuestra independencia frente a la controladora en la ejecución de la auditoría.

Confirmamos que el presente informe está en línea con cuanto indicado en el informe suplementario dirigido a la Comisión de auditoría, en sus funciones de comité de auditoría y control interno, dispuesto en virtud del Art. 11 de dicho Reglamento.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

Opinión de conformidad con los requerimientos del Reglamento Delegado (UE) 2019/815

Los administradores de Enel S.p.A. son responsables de presentar los estados financieros consolidados de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento Delegado (UE) 2019/815 de la Comisión Europea respecta a las normas técnicas de regulación relativas a la especificación de un formato electrónico único de presentación de información (ESEF – *European Single Electronic Format*).

Hemos llevado a cabo los procedimientos dispuestos por la norma de auditoría (SA Italia) n. 700B para expresar una opinión sobre la conformidad de los estados financieros consolidados con los requerimientos establecidos en el Reglamento Delegado (UE) 2019/815.

En nuestra opinión los estados financieros consolidados han sido preparados en el formato XHTML y han sido marcados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento Delegado (UE) 2019/815.

Opinión de conformidad con el art. 14, apartado 2, letra e) del Decreto Legislativo italiano 39/10 y con el art. 123-bis, apartado 4, del Decreto Legislativo italiano 58/98

Los administradores de Enel S.p.A. son responsables de elaborar el informe de gestión, el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad del grupo Enel a 31 de diciembre de 2021, incluida su coherencia con los correspondientes estados financieros consolidados y su conformidad con las disposiciones legales.

Hemos llevado a cabo los procedimientos dispuestos por la norma de auditoría (SA Italia) n. 720B para expresar una opinión sobre la coherencia del informe de gestión y de determinada información incluida en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad dispuesta en el Art. 123-bis, apartado 4, del Decreto Legislativo italiano 58/98, con los estados financieros consolidados del grupo Enel a 31 de diciembre de 2021, así como respecto de su conformidad con las disposiciones legales, y para emitir una declaración acerca de posibles incorrecciones materiales.

En nuestra opinión el informe de gestión y determinada información incluida en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de propiedad son coherentes con los estados financieros consolidados del grupo Enel a 31 de diciembre de 2021 y están redactados de conformidad con las disposiciones legales.

En relación con la declaración dispuesta en el art. 14, apartado 2, letra e) del Decreto Legislativo italiano 39/10, emitida en virtud del conocimiento y de la comprensión de la empresa y del contexto correspondiente adquiridos durante las actividades de auditoría, no tenemos nada que comentar.

Declaración en virtud del Art. 4 del Reglamento Consob de aplicación del Decreto Legislativo italiano n. 254/16

Los administradores de Enel S.p.A. son responsables de elaborar la declaración no financiera consolidada en virtud del Decreto Legislativo italiano n. 254/16. Hemos comprobado que los administradores han procedido a la aprobación de la declaración no financiera consolidada. En virtud del Art. 3, apartado 10 del Decreto Legislativo italiano n. 254/16, dicha declaración es objeto de separada conformidad independiente por nuestra parte.

Roma, 14 de abril de 2022

KPMG S.p.A.

(Firmado en el original)

Renato Naschi
Director de auditoría

Anexos

Empresas del Grupo Enel y participaciones significativas al 31 de diciembre de 2021

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 38 y 39 del Decreto Legislativo n.° 127/1991 y en la Comunicación de la CONSOB n.° DEM/6064293 de 28 de julio de 2006, a continuación se presenta la lista de las empresas filiales y asociadas de Enel SpA al 31 de diciembre de 2021, de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil italiano, así como otras inversiones de capital significativas. Todas las participaciones se mantienen en régimen de propiedad.

Para cada empresa, se indica la denominación, el domicilio social, el capital social, la moneda en que está denominada, el sector de actividad, el método de consolidación, las sociedades del Grupo que poseen una participación en la empresa y sus respectivos porcentajes de participación y el porcentaje de participación del Grupo.
A continuación, se muestra la ilustración gráfica asociada al sector empresarial.

Segmento de negocio	Descripción del segmento de negocio
enel	Holding del Grupo
	Holding del país
	Enel Green Power
	Generación termoeléctrica
	Trading
	Infraestructuras y Redes
	Enel X
	Mercados finales
	Servicios
	Financiero

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Dominante									
Enel SpA	Roma	IT	10.166.679.946,00	EUR		Holding			100,00%
Dependientes									
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
400 Manley Solar LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
4814 Investments LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
ABC Solar 11 SpA	Santiago de Chile	CL	1.000.000,00	CLP		Método de la participación	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
ABC Solar 3 SpA	Santiago de Chile	CL	1.000.000,00	CLP		Método de la participación	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Mantenida para la venta	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Acefat AIE	Barcelona	ES	793.340,00	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297,00	EUR		Método de la participación	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aero-Tanna Srl	Roma	IT	15.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%
Aguilón 20 SA	Zaragoza	ES	2.682.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Alba Energia Ltda	Río de Janeiro	BR	16.045.169,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Albany Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Alliance SA	Managua	NI	6.180.150,00	NIO		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	49,90%	10,28%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.415,92	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ampla Energia e Serviços SA	Río de Janeiro	BR	2.498.230.386,65	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,73%	82,05%
Annandale Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Río de Janeiro	BR	14.216.846,33	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	ES	60.100,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Aranort Desarrollos SL	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	8.100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Arcadia Power Inc.	Washington DC	EE. UU.	-	USD		-	Enel X North America Inc.	0,14%	0,14%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 13 SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 20 SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 35 SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	ES	19.232.400,00	EUR		Proporcional	Endesa Generación SA	85,41%	59,88%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Método de la participación	Baylio Solar SLU	19,72%	35,06%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	14,93%	
							Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	15,35%	
Athonet France SASU	París	FR	50.000,00	EUR		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet Srl	Trieste	IT	68.927,57	EUR		-	Enel X Srl	16,00%	16,00%
Athonet UK Ltd	Battle, East Sussex	GB	250.001,00	GBP		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Athonet USA Inc.	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	2.000.000,00	COP		Integración global	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
Atwater Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Solar Holdings LLC	74,13%	74,13%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Aurora Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	73.300.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	Nueva Delhi	IN	253.659.580,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SL	Palma de Mallorca	ES	3.006,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Baleares Energy SL	Palma de Mallorca	ES	4.509,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Belomechetskaya WPS	Moscú	RU	3.010.000,00	RUB		Integración global	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Bison Meadows Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blair Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
BluRe MA	San José	LU	7.092.970,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Bogaris PV1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Bogotá ZE SAS	Bogotá	CO	503.609.700,00	COP		Integrale	Codensa SA ESP Enel X Colombia SAS	62,99% 37,01%	39,74%
Boiro Energía SA	Boiro	ES	601.010,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Zaragoza	ES	3.010,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,75%
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Método de la participación	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90,00%	45,00%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Bouldercombe Trust	100,00%	100,00%
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc. Enel Kansas LLC	24,08% 75,92%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Brandonville Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazos Flat Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brush County Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	EE. UU.	-	USD		Integración global	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integración global	Bungala One Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integración global	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integración global	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integración global	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	100,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
C&C Castelvetere Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Fenner Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Castiblanco Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Catalana d'Iniciatives SCR SA	Barcelona	ES	30.862.800,00	EUR		-	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	0,94%	0,66%
CCPRO Bucharest SA	Bucarest	RO	79.800.000,00	RON		-	Enel Romania SA	9,52%	9,52%
Cdec - Sic Ltda	Santiago de Chile	CL	709.783.206,00	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Celg Distribuição SA - Celg D	Goiás	BR	5.664.951.979,22	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,96%	82,24%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	1.231.270.567,54	ARS		Integración global	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0,24% 71,78%	33,94%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	113.749.250,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	0,00%	82,27%
							Enel X Brasil SA	100,00%	
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Fortaleza	BR	151.935.779,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Sevilla	ES	364.213,34	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	33,30%	23,35%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA	33,33%	23,37%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000,00	ARS		Método de la participación	Central Dock Sud SA	6,40%	20,93%
							Enel Generación Costanera SA	1,30%	
							Enel Generación El Chocón SA	33,20%	
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA	24,18%	16,95%
Centrum Pre Vedu A Vyskum SRO	Kalná Nad Hronom	SK	6.639,00	EUR		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milán	IT	8.550.000,00	EUR		Método de la participación	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Andover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West LLC	San Francisco	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	PE	295.249.298,00	PEN		Integración global	Enel Generación Perú SAA	80,00%	55,02%
Chisago Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chisholm View II Holding LLC	62,79%	62,79%
Chisholm View Wind Project LLC	Nueva York	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	100,00%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
							Enel Kansas LLC	1,00%	
Cimarron Bend III HoldCo LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cipher Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CityPoste Payment Digital Srl	Teramo	IT	10.000,00	EUR		Mantenida para la venta	CityPoste Payment SpA	100,00%	100,00%
CityPoste Payment SpA	Teramo	IT	-	EUR		Mantenida para la venta	Enel X Srl	100,00%	100,00%
CivDrone	Haifa	IL	1.093.350,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	4,27%	4,27%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Codensa SA ESP	Bogotá	CO	13.487.545.000,00	COP		Integración global	Enel Américas SA	48,30%	39,74%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración El Salto SL	Zaragoza	ES	36.060,73	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cádiz	ES	600.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,49%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA en liquidación	Roma	IT	14.730.800,00	EUR		Método de la participación	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	914.346.885,76	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	74,05%	60,92%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313,00	ARS		Integración global	Enel Brasil SA Enel CIEN SA Enel SpA	74,15% 25,85% 0,00%	82,27%
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	2.886.000,00	PEN		Integración global	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000,00	EUR		Método de la participación	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SLU	5,00% 35,63%	26,29%
Concert Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Global Thermal Generation Srl	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	EE. UU.	550.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	81,83%	81,83%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Copper Landing Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	ES	44.538.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,01%	0,71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	ES	271.652,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	25,00%	17,53%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Country Roads Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crockett Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cross Trails Energy Storage Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project 1 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project 2 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project 3 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Daisy Patch Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Dara Solar Investment Srl	Bucarest	RO	592.400,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Dauphin Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	RO	5.629.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	ES	600.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Derivex SA	Bogotá	CO	715.292.000,00	COP		-	Emgesa SA ESP	5,00%	1,99%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	33.101.350,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	436.535,29	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,76%	1,76%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcelona	ES	108.240,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	55,00%	70,11%
							Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021,00	ARS		Integración global	Enel Américas SA	51,50%	42,37%
Dmd Holding AS en liquidación	Trenčín-Zlatovce	SK	199.543.284,87	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	2,94%	0,97%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Dolores Wind SA de Cv	Ciudad de México	MX	200,00	MXN		Integración global	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Ciudad de México	MX	2.070.600.646,00	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dover Solar I LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dragonfly Fields Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Dwarka Vayu 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.CO. Comuni Srl	Bérgamo	IT	1.000.000,00	EUR		Integración global	Enel X Italia Srl	60,00%	60,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edgartown Depot Solar 1 LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	1.204.540.060,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
E-Distribuţie Banat SA	Timişoara	RO	382.158.580,00	RON		Integración global	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Dobrogea SA	Constanza	RO	280.285.560,00	RON		Integración global	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucarest	RO	271.635.250,00	RON		Integración global	Enel SpA	78,00%	78,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
e-distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
EF Divesture LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bérgamo	IT	100.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP Fotovoltaica La Loma SAS en liquidación	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integración global	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	EE. UU.	1.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Ciudad de México	MX	691.771.740,00	MXN		Integración global	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar Services LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Ángeles	EE. UU.	-	USD		Integración global	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	EGPNA REP Holdings LLC	20,00%	20,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	20,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Elcogas SA en liquidación	Puertollano (Ciudad Real)	ES	809.690,40	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA Enel SpA	40,99% 4,32%	33,06%
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	RO	4.590.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Elecgas SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,06%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Barcelona	ES	165.876,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	52,54% 47,46%	70,11%
Eléctrica de Lijar SL	Cádiz	ES	1.081.821,79	EUR		Método de la participación	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,06%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Barcelona	ES	500.000,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Electricidad de Puerto Real SA	Cádiz	ES	4.960.246,40	EUR		Método de la participación	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,06%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcelona	ES	2.906.862,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0,18%	0,12%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	São Paulo	BR	3.079.524.934,33	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Elini	Antwerpen	BE	76.273.810,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	4,00%	1,32%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Emerging Networks El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	2.000,00	USD		Método de la participación	Livister Guatemala SA	1,00%	20,60%
							Livister Latam SLU	99,00%	
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Emerging Networks Panama SA	Ciudad de Panamá	PA	300,00	USD		Método de la participación	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Emgesa SA ESP	Bogotá	CO	655.222.312.800,00	COP		Integración global	Enel Américas SA	48,48%	39,89%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	ES	18.030.000,00	EUR		Integración global	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA (Sociedad Unipersonal)	Ceuta	ES	9.335.000,00	EUR		Integración global	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,59%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	96,41%	67,59%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	PE	7.928.044,00	PEN		Integración global	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	PE	3.368.424,00	PEN		Integración global	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energética Monzón SAC	0,00%	
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028,00	ARS		Integración global	Distrilec Inversora SA	56,36%	59,33%
							Enel Argentina SA	43,10%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago de Chile	CL	175.774.920.733,00	CLP		Integración global	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Propietaria de la Red SA	Ciudad de Panamá	PA	58.500.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Endesa Capital SA	Madrid	ES	60.200,00	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Comercialização de Energia SA	Oporto	PT	250.000,00	EUR		Integración global	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	100.000,00	EUR		Integración global	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Energía SA	Madrid	ES	14.445.575,90	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	ES	4.621.003.006,00	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación II SA	Sevilla	ES	63.107,00	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Endesa Generación Nuclear SA	Sevilla	ES	60.000,00	EUR		Integración global	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación Portugal SA	Lisboa	PT	50.000,00	EUR		Integración global	Endesa Energía SA	0,20%	70,11%
							Endesa Generación SA	99,20%	
							Enel Green Power España SLU	0,60%	
Endesa Generación SA	Sevilla	ES	1.940.379.735,35	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Ingeniería SLU	Sevilla	ES	965.305,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	89.999.790,00	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Madrid	ES	10.138.580,00	EUR		Integración global	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	719.901.723,26	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540,40	EUR		Integración global	Endesa SA	0,02%	70,11%
							Enel Iberia Srl	70,10%	
Endesa Soluciones SL	Madrid	ES	2.874.621,80	EUR		Método de la participación	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	60.000,00	EUR		Integración global	Endesa SA	100,00%	70,11%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021,00	CAD		Integración global	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago de Chile	CL	15.799.498.544,85	USD		Integración global	Enel Américas SA	0,00%	82,27%
							Enel SpA	82,27%	
Enel and Shikun & Binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	IL	38.000,00	ILS		Método de la participación	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	50,00%	50,00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908,00	ARS		Integración global	Enel Américas SA	99,92%	82,25%
							Enel Generación Chile SA	0,08%	
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Enel Brasil Central SA	Río de Janeiro	BR	10.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	32.387.634.190,06	BRL		Integración global	Enel Américas SA	99,50%	82,27%
							Enel Brasil SA	0,50%	
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Chile SA	Santiago de Chile	CL	3.882.103.470.184,00	CLP		Integración global	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Río de Janeiro	BR	285.044.682,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Colina SA	Santiago de Chile	CL	82.222.000,00	CLP		Integración global	Enel Chile SA	0,00%	64,34%
							Enel Distribución Chile SA	100,00%	
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago de Chile	CL	177.568.664.063,00	CLP		Integración global	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	PE	638.563.900,00	PEN		Integración global	Enel Perú SAC	83,15%	68,41%
Enel Energia SpA	Roma	IT	302.039,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Energía SA de Cv	Ciudad de México	MX	25.000.100,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	0,00%	
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RO	37.004.350,00	RON		Integración global	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	RO	140.000.000,00	RON		Integración global	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100,00	ZAR		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance America LLC	Wilmington	EE. UU.	200.000.000,00	USD		Integración global	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371,00	EUR		Integración global	Enel Holding Finance Srl	75,00%	100,00%
							Enel SpA	25,00%	
Enel Fortuna SA	Ciudad de Panamá	PA	100.000.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	50,06%	41,18%
Enel Future Project 2020 #1 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #10 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #11 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #12 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Future Project 2020 #13 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #14 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #15 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #16 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #17 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #18 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #19 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #2 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #20 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #3 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #4 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #5 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #6 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #7 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #8 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #9 LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Generación Chile SA	Santiago de Chile	CL	552.777.320.871,00	CLP		Integración global	Enel Chile SA	93,55%	60,74%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	AR	701.988.378,00	ARS		Integración global	Enel Argentina SA	75,68%	62,25%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	18.321.776.559,00	ARS		Integración global	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	54,07%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	2.108.101.266,48	PEN		Integración global	Enel Perú SAC	83,60%	68,78%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	73.982.594,00	PEN		Integración global	Enel Perú SAC	96,50%	79,39%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Generación SA de Cv	Ciudad de México	MX	7.100.100,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	0,00%	
Enel Geothermal LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Roma	IT	10.100.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	AR	463.577.761,00	ARS		Integración global	Enel Américas SA	99,86%	82,27%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
							Energía y Servicios South America SpA	0,14%	
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 09 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo Participações SA)	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Río de Janeiro	BR	104.890.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bouldercombe Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brejolândia Solar SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.835,85	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	99,61% 0,15%	82,07%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857,00	CAD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Chile SA	Santiago de Chile	CL	842.121.530,67	USD		Integración global	Enel Chile SA Enel SpA	99,99% 0,01%	64,93%
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Colombia SAS ESP	Bogotá	CO	13.849.425.000,00	COP		Integración global	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	CR	27.500.000,00	USD		Integración global	ESSA2 SpA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cremzow GmbH & Co. Kg	Schenkenberg	DE	1.000,00	EUR		Integración global	Enel X Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cremzow Verwaltungs GmbH	Schenkenberg	DE	25.000,00	EUR		Integración global	Enel X Germany GmbH	90,00%	90,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Río de Janeiro	BR	144.784.899,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Cristal Eólica SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,17% 0,00% 0,83%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.590,90	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	210.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Río de Janeiro	BR	200.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Río de Janeiro	BR	200.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Río de Janeiro	BR	180.208.000,90	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Río de Janeiro	BR	83.709.003,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,16%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,84%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Río de Janeiro	BR	549.062.483,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Río de Janeiro	BR	93.068.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Río de Janeiro	BR	31.105.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Río de Janeiro	BR	105.864.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Río de Janeiro	BR	46.617.590,35	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Río de Janeiro	BR	130.354.009,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Egypt SAE	El Cairo	EG	250.000,00	EGP		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860,00	USD		Integración global	Enel Green Power SpA	99,96%	99,99%
							Energía y Servicios South America SpA	0,04%	
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Río de Janeiro	BR	135.191.530,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	98,81%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,19%	
							Enel Green Power Emiliana Eólica SA	0,00%	
Enel Green Power España SLU	Sevilla	ES	11.152,74	EUR		Integración global	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Río de Janeiro	BR	129.418.174,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,14%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,86%	
Enel Green Power Esperança Solar SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Río de Janeiro	BR	283.315.219,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Río de Janeiro	BR	221.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Fontes Solar SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power France SAS	París	FR	100.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlín	DE	25.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Global Investment BV	Ámsterdam	NL	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Guatemala SA	Ciudad de Guatemala	GT	67.208.000,00	GTQ		Integración global	Enel Américas SA ESSA2 SpA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	GR	159.187.850,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	600.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	141.569.641,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA	Río de Janeiro	BR	431.566.053,00	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,01% 99,99%	82,27%
Enel Green Power India Private Limited	Nueva Delhi	IN	113.504.823,00	INR		Integración global	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Río de Janeiro	BR	210.706.645,67	BRL		Integración global	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,09% 99,91% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Río de Janeiro	BR	219.235.933,00	BRL		Integración global	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Río de Janeiro	BR	407.279.143,00	BRL		Integración global	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Río de Janeiro	BR	130.259.530,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,84% 1,16%	82,27%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000,00	KES		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Korea LLC	Seúl	KR	4.350.000.000,00	KRW		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Río de Janeiro	BR	90.722.530,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,20%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80%	
Enel Green Power Matimba Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company	-	ET	5.600.000,00	ETB		Integración global	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80,00%	80,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	662.949.966,00	MXN		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Río de Janeiro	BR	132.642.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Río de Janeiro	BR	107.742.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	MA	480.000.000,00	MAD		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Río de Janeiro	BR	248.138.287,11	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Río de Janeiro	BR	206.050.114,05	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA)	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Mourão SA	Río de Janeiro	BR	25.600.100,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000,00	NAD		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Novo Lapa 02 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Novo Lapa 03 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Novo Lapa 04 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 05 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 06 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 07 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 08 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Panamá Srl	Ciudad de Panamá	PA	3.001,00	USD		Integración global	Enel Américas SA	0,03%	82,27%
							ESSA2 SpA	99,97%	
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Río de Janeiro	BR	125.124.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	98,77%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,23%	
							Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	0,00%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Río de Janeiro	BR	184.319.527,57	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	98,86%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,14%	
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	PE	973.213.507,00	PEN		Integración global	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Río de Janeiro	BR	143.674.900,01	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	82,27%
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RA SAE en liquidación	El Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integración global	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucarest	RO	2.430.631.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	120,00	ZAR		Mantenida para la venta	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Moscú	RU	60.500.000,00	RUB		Integración global	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA (ex Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Río de Janeiro	BR	274.420.832,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Río de Janeiro	BR	91.300.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	105.245.553,82	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	129.213.750,53	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	142.249.180,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	77.008.993,34	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	124.817.216,25	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	82.202.330,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (ex Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	BR	75.750.090,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	210.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	180.779.180,90	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	175.728.754,90	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	177.703.455,40	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	174.189.501,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	139.939.932,22	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0,00% 100,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	BR	138.733.692,21	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	BR	216.609.843,02	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	BR	124.870.989,57	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 14)	Teresina	BR	123.176.257,11	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	BR	180.887.848,28	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	143.674.900,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power São Micael 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 9 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 02 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 13)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 03 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 16 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 04 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 20 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Shu SAE en liquidación	El Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integración global	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapur	SG	6.100.000,00	SGD		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000,00	EUR		Mantenida para la venta	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Río de Janeiro	BR	86.034.360,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,76% 1,24%	82,27%
Enel Green Power Tefnut SAE en liquidación	El Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integración global	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí	Estambul	TR	65.654.658,00	TRY		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. Kg	Berlín	DE	75.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	171.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	185.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	241.769.350,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	182.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	198.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	126.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	BR	249.650.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	126.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	113.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	106.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (ex Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	BR	132.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	BR	185.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (ex Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	BR	125.853.581,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (ex Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	BR	115.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	BR	128.700.091,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	BR	128.279.231,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Río de Janeiro	BR	110.200.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (ex Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Río de Janeiro	BR	147.000.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Río de Janeiro	BR	202.100.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Río de Janeiro	BR	183.700.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Río de Janeiro	BR	183.700.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Río de Janeiro	BR	202.100.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 39 SA)	Río de Janeiro	BR	202.100.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (ex Enel Green Power Projetos 40 SA)	Río de Janeiro	BR	110.200.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	Río de Janeiro	BR	202.100.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	100,00% 0,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (ex Enel Green Power Lagedo Alto SA)	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	313.963.791,98	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	300.285.891,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	270.507.771,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	301.267.691,98	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	283.811.791,98	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	138.001.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlín	DE	25.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Việt Nam)	Ho Chi Minh City	VN	231.933,00	USD		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	51,00%	51,00%
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos 1 SA)	Niterói	BR	565.756.528,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000,00	ZMW		Integración global	Enel Green Power Development Srl Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Río de Janeiro	BR	129.639.980,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Río de Janeiro	BR	6.986.993,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 2 SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia Srl	Madrid	ES	336.142.500,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Ámsterdam	NL	60.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Ámsterdam	NL	1.000.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas Development Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Land HoldCo LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Logistics Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	EE. UU.	50,00	USD		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105,00	PEN		Integración global	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	Ciudad de México	MX	100,00	MXN		Integración global	Enel Green Power Global Investment BV Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Romania SA	Buftea	RO	200.000,00	RON		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rus Finance LLC	Konakovo	RU	10.000,00	RUB		Integración global	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Azov LLC	Moscú	RU	200.000.000,00	RUB		Integración global	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Múrmansk	RU	10.000,00	RUB		Integración global	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Rus Wind Stavropolye LLC	Región de Stavropol	RU	350.000,00	RUB		Integración global	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Ekaterimburgo	RU	35.371.898.370,00	RUB		Integración global	Enel SpA	56,43%	56,43%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	SA	1.000.000,00	SAR		Integración global	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	RO	33.000.000,00	RON		Integración global	E-Distribuţie Banat SA	50,00%	51,00%
							E-Distribuţie Dobrogea SA	50,00%	
Enel Solar Srl	Ciudad de Panamá	PA	10.100,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	99,01%	82,27%
							ESSA2 SpA	0,99%	
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Río de Janeiro	BR	42.863.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
							Enel Soluções Energéticas Ltda	0,00%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trade Energy Srl	Bucarest	RO	2.437.050,00	RON		Integración global	Enel Romania SA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia doo	Belgrado	RS	300.000,00	EUR		Integración global	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.011.100,00	ARS		Integración global	Enel Américas SA	55,00%	82,26%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading Brasil SA	Río de Janeiro	BR	5.280.312,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	EE. UU.	10.000.000,00	USD		Integración global	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Transmisión Chile SA	Santiago de Chile	CL	52.569.315.875,00	CLP		Integración global	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000,00	UYU		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	Nueva Delhi	IN	5.000.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	Santiago de Chile	CL	18.000.000,00	USD		Método de la participación	Enel X Chile SpA	20,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	Santiago de Chile	CL	18.000.000,00	USD		Método de la participación	Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	100,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 SpA	Santiago de Chile	CL	18.000.000,00	USD		Método de la participación	Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	100,00%	12,99%
Enel X Arecibo LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000,00	ARS		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Asputeck Ave. Project LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	AU	21.224.578,00	AUD		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	9.880,00	AUD		Integración global	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Oakville	CA	10.000,00	CAD		Integración global	Enel X Canada Holding Inc. Enel X Canada Ltd	0,01% 99,99%	100,00%
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403,00	BRL		Integración global	Enel X Ireland Limited EnerNOC UK II Limited	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Niterói	BR	324.725.892,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Canada Holding Inc.	Oakville	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000,00	CAD		Integración global	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago de Chile	CL	3.800.000.000,00	CLP		Integración global	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS	Bogotá	CO	5.186.737.000,00	COP		Integración global	Codensa SA ESP	100,00%	39,74%
Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd	Shanghái	CN	3.500.000,00	USD		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Federal LLC	Boston	EE. UU.	5.000,00	USD		Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Financial Services Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Mantenida para la venta	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X France SAS	París	FR	2.901.000,00	EUR		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Germany GmbH	Berlín	DE	25.000,00	EUR		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	EE. UU.	100,00	USD	X	Integración global	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	X	Integración global	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublín	IE	10.841,00	EUR	X	Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000,00	EUR	X	Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan KK	Tokio	JP	655.000.000,00	JPY	X	Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X KOMIPO Solar Limited	Seúl	KR	8.472.600.000,00	KRW	X	Integración global	Enel X Korea Limited	80,00%	80,00%
Enel X Korea Limited	Seúl	KR	11.800.000.000,00	KRW	X	Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Las Piedras LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X Pr Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	EE. UU.	100,00	USD	X	Integración global	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 2 LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 3 LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Mobility HPC Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR	X	Método de la participación	Enel X Srl	50,00%	50,00%
Enel X Mobility Romania Srl	Bucarest	RO	6.937.800,00	RON	X	Integración global	Enel X International Srl Enel X Srl	99,86% 0,14%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	X	Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	EE. UU.	100,00	USD	X	Integración global	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606,00	AUD	X	Integración global	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X North America Inc.	Boston	EE. UU.	1.000,00	USD	X	Integración global	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Norway AS	Porsgrunn	NO	1.000.000,00	NOK	X	Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	12.005.000,00	PEN	X	Integración global	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Enel X Polska Sp. zo.o.	Varsovia	PL	12.275.150,00	PLN	X	Integración global	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X Pr Holdings LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Holdings LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X Project MP Sponsor LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Sponsor LLC	Boston	EE. UU.	-	USD	X	Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Enel X Romania Srl	Bucarest	RO	7.044.450,00	RON		Integración global	Enel X International Srl	99,97%	100,00%
							Enel X Srl	0,03%	
Enel X Rus LLC	Moscú	RU	8.000.000,00	RUB		Integración global	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai	IN	45.000,00	INR		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
							Enel X North America Inc.	0,00%	
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapur	SG	1.212.000,00	SGD		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Sweden AB	Estocolmo	SE	50.000,00	SEK		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Ciudad de Taipei	TW	70.000.000,00	TWD		Integración global	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X UK Limited	Londres	GB	32.626,00	GBP		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Wood St. Project LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enelco SA	Maroussi	GR	60.108,80	EUR		Integración global	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riad	SA	5.000.000,00	SAR		Integración global	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Río de Janeiro	BR	5.689.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enelpower SpA	Milán	IT	2.000.000,00	EUR		Integración global	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	6.463.000,00	PEN		Integración global	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Energía Base Natural SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SA	Ceuta	ES	65.000,00	EUR		Integración global	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,59%
Energía Eólica Ábrego SLU	Valencia	ES	3.576,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energia Eolica Srl en siglas EN.EO. Srl	Roma	IT	4.840.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Ciudad de México	MX	50.000,00	MXN		Integración global	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones Srl	San José	CR	10.000,00	CRC		Integración global	Enel Green Power Costa Rica SA	100,00%	82,27%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Ciudad de México	MX	33.452.769,00	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Ciudad de México	MX	673.583.489,00	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	2.953.980,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,99%	
Energía Marina SpA	Santiago de Chile	CL	2.404.240.000,00	CLP		Método de la participación	Enel Green Power Chile SA	25,00%	16,23%
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SL (Sociedad Unipersonal)	Palma de Mallorca	ES	9.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	51.879.307,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,90%	99,91%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01%	
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	5.339.650,00	MXN		Integración global	Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	99,99%
							Enel Green Power SpA	99,96%	
Energía XXI Comercializadora de Referencia SL	Madrid	ES	2.000.000,00	EUR		Integración global	Endesa Energía SA	100,00%	70,11%
Energía y Naturaleza SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago de Chile	CL	12.120.575,70	USD		Integración global	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919,10	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	54,95%	38,52%
Energías de Aragón I SL	Zaragoza	ES	3.200.000,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Energías de Graus SL	Barcelona	ES	1.298.160,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	77,00%	53,99%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	ES	963.300,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	ES	19.594.860,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Ciudad de México	MX	656.615.400,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	1,00%	
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tánger	MA	510.270.000,00	MAD		Método de la participación	Endesa Generación SA	32,00%	22,44%
Energo Sonne Srl	Bucarest	RO	31.520,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200,00	EUR		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
Energy Hydro Piave Srl en liquidación	Belluno	IT	800.000,00	EUR		Integración global	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	630.451,00	AUD		Integración global	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enerlive Srl	Roma	IT	6.520.000,00	EUR		Integración global	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Múnich	DE	25.000,00	EUR		Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublín	IE	10.535,00	EUR		Integración global	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC UK II Limited	Londres	GB	21.000,00	GBP		Integración global	Enel X UK Limited	100,00%	100,00%
Entech (China) Information Technology Co. Ltd	Shenzhen	CN	140.000,00	USD		Método de la participación	EnerNOC UK II Limited	50,00%	50,00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	EE. UU.	1.500,00	USD		Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Envatios Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envatios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envatios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envatios Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Eólica Valle del Ebro SA	Zaragoza	ES	3.561.342,50	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	50,50%	35,40%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Ciudad de México	MX	1.877.201,54	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	96,48%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	39,50%	
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	55,00%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	-	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930,00	ARS		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708,40	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Epresa Energía SA	Cádiz	ES	2.500.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,06%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
ESSA2 SpA	Santiago de Chile	CL	701.166.335,30	USD		Integración global	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Método de la participación	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
European Energy Exchange AG	Leipzig	DE	40.050.000,00	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
Expedition Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Zaragoza	ES	3.505.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	70,00%	49,08%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Zaragoza	ES	3.230.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	73,60%	51,60%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Zaragoza	ES	100.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Zaragoza	ES	5.488.500,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	65,00%	45,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Zaragoza	ES	8.046.800,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Zaragoza	ES	4.200.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Fayette Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Río de Janeiro	BR	2.362.045,90	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	IL	100,00	ILS		Método de la participación	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milán	IT	10.000,00	EUR		Mantenida para la venta	PayTipper SpA	100,00%	55,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Flat Top Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Flint Rock Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Flowing Spring Farms LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fontibon ZE SAS	Bogotá	CO	392.420.000,00	COP		Integración global	Bogotá ZE SAS	100,00%	39,74%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Río de Janeiro	BR	577.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Franklintown Farm LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcelona	ES	9.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA	61,37%	43,03%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Corchitos II SOLAR SLU	Madrid	ES	22.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Fundamental Recognized Systems SLU	Rivas-Vaciamadrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Furatena Solar 1 SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Galaxy Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ganado Solar LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ganado Storage LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	100,00	ZAR		Mantenida para la venta	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700,00	EUR		Integración global	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Gauley Hydro LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Ciudad de Guatemala	GT	16.261.697,33	GTQ		Integración global	Enel Green Power Guatemala SA ESSA2 SpA	1,00% 99,00%	82,27%
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Ciudad de Panamá	PA	10.100,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl ESSA2 SpA	99,01% 0,99%	82,27%
Generadora Montecristo SA	Ciudad de Guatemala	GT	3.820.000,00	GTQ		Integración global	Enel Green Power Guatemala SA ESSA2 SpA	0,00% 100,00%	82,27%
Generadora Solar Austral SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Generadora Solar de Occidente SA	Ciudad de Panamá	PA	10.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Generadora Solar El Puerto SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Generadora Solar Tolé Srl	Ciudad de Panamá	PA	10.100,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl ESSA2 SpA	99,01% 0,99%	82,27%
Geotérmica del Norte SA	Santiago de Chile	CL	326.577.419.702,00	CLP		Integración global	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integración global	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Girgarre Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integración global	Enel Green Power Girgarre Trust	100,00%	100,00%
Global Commodities Holdings Limited	Londres	GB	4.042.375,00	GBP		-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	CR	900.000,00	CRC		-	Enel Green Power Costa Rica SA	10,00%	8,23%
Gloucester Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Gnl Chile SA	Santiago de Chile	CL	3.026.160,00	USD		Método de la participación	Enel Generación Chile SA	33,33%	20,25%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	30.936.736,00	EUR		Método de la participación	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Gridspertise Latam SA	São Paulo	BR	2.010.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	0,00%	100,00%
							Gridspertise Srl	100,00%	
Gridspertise Srl	Roma	IT	7.500.000,00	EUR		Integración global	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	100,00%	100,00%
GRPP Holdings LLC	Andover	EE. UU.	2,00	USD		Método de la participación	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
Guadarranque Solar 4 SLU	Sevilla	ES	3.006,00	EUR		Integración global	Endesa Generación II SA	100,00%	70,11%
Guayepo Solar SAS	Bogotá	CO	1.000.000,00	COP		Integración global	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	RO	1.145.400,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hansborough Valley Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harmony Plains Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Hatch Data Inc.	San Francisco	EE. UU.	10.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	5,00%	5,00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	ES	126.210,00	EUR		Integración global	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,11%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	ES	1.608.200,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	30.890.736,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcelona	ES	78.120,00	EUR		Integración global	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,58%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093,00	ARS		Integración global	Enel Américas SA	41,94%	79,55%
							Enel Argentina SA	54,76%	
HIF H2 SpA	Santiago de Chile	CL	6.303.000,00	USD		Método de la participación	Enel Green Power Chile SA	50,00%	32,46%
High Chaparral Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Storage LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	High Lonesome Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
High Noon Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2,00	AUD		Integración global	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	1.000,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Honey Stone Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Honeybee Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Crestview	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Horse Run Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hubject eRoaming Technology (Shanghai) Co. Ltd	Shanghái	CN	12.668.015,70	CNY		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hubject GmbH	Berlín	DE	65.943,00	EUR		-	Enel X International Srl	12,50%	12,50%
Hubject Inc.	Santa Mónica	EE. UU.	100.000,00	USD		-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hydro Energies Corporation	Willison	EE. UU.	5.000,00	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Idalia Park Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milán	IT	22.520.000,00	EUR		Método de la participación	Enel SpA	1,00%	1,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Ifx Networks Argentina Srl	Buenos Aires	AR	2.260.551,00	ARS		Método de la participación	Ifx/eni - Spc V Inc.	99,85%	20,60%
							Minority Stock Holding Corp.	0,15%	
Ifx Networks Chile SA	Santiago de Chile	CL	6.235.913.725,00	CLP		Método de la participación	Ifx/eni - Spc IV Inc.	41,20%	20,60%
							Servicios de Internet Eni Chile Ltda	58,80%	
Ifx Networks Colombia SAS	Bogotá	CO	15.734.959.000,00	COP		Método de la participación	Ifx Networks Panama SA	58,33%	20,60%
							Ifx/eni - Spc III Inc.	41,67%	
Ifx Networks LLC	Wilmington	EE. UU.	80.848.653,00	USD		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ifx Networks Ltd	Tórtola	VG	50.001,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Ifx Networks Panama SA	Ciudad de Panamá	PA	21.000,00	USD		Método de la participación	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc III Inc.	Tórtola	VG	100,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc IV Inc.	Tórtola	VG	100,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc Panama Inc.	Tórtola	VG	100,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Ifx/eni - Spc V Inc.	Tórtola	VG	100,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Puerto Santa María Energía I SLU	50,00%	70,11%
							Puerto Santa María Energía II SLU	50,00%	
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000,00	EUR		Método de la participación	Castiblanco Solar SL	10,20%	21,59%
							Navalvillar Solar SL	10,30%	
							Valdecaballero Solar SL	10,30%	
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	ES	84.141,68	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	14,29%	10,02%
International Multimedia University Srl en quiebra	-	IT	24.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Inversora Codensa SAS	Bogotá	CO	6.500.000,00	COP		Integración global	Codensa SA ESP	100,00%	39,74%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	828.941.660,00	ARS		Integración global	Enel Américas SA	57,14%	47,01%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	45.474.475,77	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Jack River LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jade Energia Ltda	Río de Janeiro	BR	4.107.097,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Jaguito Solar 10 MW SA	Ciudad de Panamá	PA	10.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
JuiceNet GmbH	Berlín	DE	25.000,00	EUR		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
JuiceNet Ltd	Londres	GB	1,00	GBP		Integración global	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Juna Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	36.600.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo (TE)	IT	100,00	EUR		Integración global	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kelley's Falls LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khaba Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	10.100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khidrat Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	38.100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
King Branch Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Kino Contractor SA de Cv	Ciudad de México	MX	100,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kino Facilities Manager SA de Cv	Ciudad de México	MX	100,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şírketí	Estambul	TR	125.000.000,00	TRY		Integración global	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Koporie WPS LLC	Región de Leningrado	RU	21.000.000,00	RUB		Integración global	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Korea Line Corporation	Seúl	KR	122.132.520.000,00	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%
Kromschroeder SA	Barcelona	ES	627.126,00	EUR		Método de la participación	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	29,26%	20,51%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Land Run Wind Project LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integración global	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	82,27%
Lathrop Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lebanon Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lemonade Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Trípoli	LY	1.350.000,00	EUR		-	Enelpower SpA	0,33%	0,33%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Salt Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Littleville Power Company Inc.	Boston	EE. UU.	100,00	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Livister Guatemala SA	Ciudad de Guatemala	GT	742.000,00	GTQ		Método de la participación	Livister Latam SLU	99,99%	20,60%
							Ufinet Guatema SA	0,01%	
Livister Latam SLU	Madrid	ES	2.442.066,00	EUR		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Ciudad de Panamá	PA	10.020,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	99,80%	82,27%
							ESSA2 SpA	0,20%	
Lone Pine Wind Inc.	Alberta	CA	-	CAD		-	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Alberta	CA	-	CAD		Método de la participación	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lower Valley LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	35,29%	24,74%
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Luz de Angra Energia SA	Río de Janeiro	BR	4.062.085,00	BRL		Integración global	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Macapá Energia SA	Río de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Método de la participación	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Malaspina Energy Scarl en liquidación	Bérgamo	IT	100.000,00	EUR		Integración global	Enel X Italia Srl	100,00%	100,00%
Maple Canada Solutions Holdings Ltd	-	CA	-	CAD		Método de la participación	Enel X Canada Ltd	20,00%	20,00%
Maple Energy Solutions LP	-	CA	-	CAD		Método de la participación	Enel X Canada Holding Inc.	20,00%	20,00%
Marengo Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Más Energía S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	61.872.926,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
MC Solar I LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	ES	60.100,00	EUR		Método de la participación	Tecnatom SA	50,00%	15,78%
Merit Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	181.728.901,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000,00	MAD		Método de la participación	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporcional	Energía Base Natural SLU	4,79%	25,35%
							Energía Eólica Ábrego SLU	7,98%	
							Energía Eólica Galerna SLU	9,31%	
							Energía Eólica Gregal SLU	9,31%	
							Energía y Naturaleza SLU	4,79%	
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	3.346.993,04	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE	Zaragoza	ES	1.202.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Zaragoza	ES	1.820.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tórtola	VG	100,00	USD		Método de la participación	Ifx Networks Ltd	100,00%	20,60%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	100,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	ES	1.800.000,00	EUR		-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
Moebius Tecnologia em Informática SA	Río de Janeiro	BR	150.000,00	BRL		Método de la participación	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	70,00%	35,00%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000,00	EUR		Método de la participación	FRV Zamora Solar 1 SLU	20,58%	14,43%
Montrose Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Moonbeam Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Mountrail Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MPG Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nabb Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000,00	MAD		Método de la participación	Enel Green Power Morocco SARLAU	50,00%	50,00%
Navalvillar Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Negocios y Telefonía Nedetel SA	Guayaquil	EC	4.773.525,00	USD		-	Livister Latam SLU	70,00%	14,42%
Net Botanic Internet Inteligente SA	Río de Janeiro	BR	450.000,00	BRL		Método de la participación	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	70,00%	35,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
New York Distributed Storage Projects LLC	Boston	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10,00	ZMW		Mantenida para la venta	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North English Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northumberland Solar Project I LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Nuclenor SA	Burgos	ES	102.000.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA	50,00%	35,06%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.028,73	EUR		Integración global	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Mantenida para la venta	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Nyc Storage (353 Chester) Spe LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se SRO	Kalná Nad Hronom	SK	33.193,92	EUR		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olathe Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisboa	PT	2.610.000,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Open Range Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Oravita Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	20,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	20,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şírketí	Estambul	TR	11.250.000,00	TRY		Integración global	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE	Alcañiz	ES	6.010,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Mantenida para la venta	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Padoma Wind Power LLC	Elida	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Paravento SL	Lugo	ES	3.006,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parc Eòlic La Tossa - La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Parque Amistad II SA de Cv	Ciudad de México	MX	1.413.533.480,00	MXN		Integración global	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad III SA de Cv	Ciudad de México	MX	931.692.540,00	MXN		Integración global	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad IV SA de Cv	Ciudad de México	MX	1.489.508.400,00	MXN		Integración global	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal)	La Coruña	ES	5.857.704,33	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Ciudad de México	MX	-	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	25,50%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	25,00%	
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.603.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	ES	3.606.072,60	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	75,00%	52,58%
							Parque Eólico de Barbanza SA	0,00%	
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	ES	120.400,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	50,17%	35,17%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	ES	552.920,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	82,00%	57,49%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	65,67%	46,51%
							Parque Eólico de Santa Lucía SA	1,00%	
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	ES	3.006,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364,00	ARS		Integración global	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	58,00%	40,66%
Parque Eólico Tico SLU	Zaragoza	ES	234.900,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Salitrillos SA de Cv	Ciudad de México	MX	100,00	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	AR	500.000,00	ARS		Método de la participación	Enel Green Power Argentina SA	95,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	5,00%	
Parque Solar Don José SA de Cv	Ciudad de México	MX	100,00	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Ciudad de México	MX	306.024.631,13	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago de Chile	CL	66.092.165.170,93	CLP		Integración global	Enel Green Power Chile SA	60,91%	78,64%
							Enel Green Power SpA	39,09%	
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA en liquidación	Bríndisi	IT	2.065.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
PayTipper Network Srl	Cascina	IT	40.000,00	EUR		Mantenida para la venta	PayTipper SpA	100,00%	55,00%
PayTipper SpA	Milán	IT	3.000.000,00	EUR		Mantenida para la venta	Enel X Srl	55,00%	55,00%
PDP Technologies Ltd	Israel	IL	1.129.252,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	5,72%	5,72%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	35,06%
							Endesa Generación SA	49,98%	
PH Chucas SA	San José	CR	100.000,00	CRC		Integración global	Enel Green Power Costa Rica SA	40,31%	53,48%
							ESSA2 SpA	24,69%	

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integración global	Enel Green Power Costa Rica SA	33,44%	32,99%
							Globyte SA	66,54%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integración global	Enel Green Power Costa Rica SA	34,32%	33,64%
							Globyte SA	65,66%	
Pilesgrove Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Planta Eólica Europea SAU	Sevilla	ES	1.198.532,32	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Potoc Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bolonia	IT	100.000,00	EUR		Mantenida para la venta	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Bolonia	IT	100.000,00	EUR		Mantenida para la venta	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Bolonia	IT	4.000.000,00	EUR		Mantenida para la venta	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	20,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	20,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.444,64	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Productive Solar Systems SLU	Rivas-Vaciamadrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Productora de Energías SA	Barcelona	ES	60.101,22	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgelense SA	Lérida	ES	8.400.000,00	EUR		-	Endesa SA	8,43%	5,91%
Progreso Solar 20 MW SA	Ciudad de Panamá	PA	10.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	82,27%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Madrid	ES	12.020,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	89.708.835,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Proyecto Almería Mediterráneo SA	Madrid	ES	601.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa SA	45,00%	31,55%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000,00	PEN		Integración global	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	99,98%
							Energía y Servicios South America SpA	0,10%	
PSG Energy Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Yakarta	ID	10.002.600,00	USD		Integración global	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70%	52,70%
Pumpkin Vine Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Niterói	BR	13.766.118,96	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Queens Energy Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Raleigh Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project II LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Ranchland Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RC Wind Srl	Milán	IT	10.000,00	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	0,50%	0,50%
RE Arroyo LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Reaktortest SRO	Trnava	SK	66.389,00	EUR		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Ciudad de Panamá	PA	2.700.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	HN	82.395.000,00	HNL		-	Livister Latam SLU	80,00%	16,48%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables de Guatemala SA	Ciudad de Guatemala	GT	1.924.465.600,00	GTQ		Integración global	Enel Green Power Guatemala SA ESSA2 SpA	0,00% 100,00%	82,27%
Renovables La Pedrera SLU	Zaragoza	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	27,86%	19,53%
Renovables Mediavilla SLU	Zaragoza	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Riverview Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Storage LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Ciudad de Oklahoma	EE. UU.	1,00	USD		Método de la participación	Enel Kansas LLC	20,00%	20,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Rocky Caney Holdings LLC	100,00%	20,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Ciudad de Oklahoma	EE. UU.	-	USD		Método de la participación	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Rodnikovskaya WPS	Moscú	RU	6.010.000,00	RUB		Integración global	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rusenergosbyt LLC	Moscú	RU	18.000.000,00	RUB		Método de la participación	Enel SpA	49,50%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	RU	4.600.000,00	RUB		Método de la participación	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Rustler Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Saburoy SA	Montevideo	UY	100.000,00	UYU		Método de la participación	Ifx Networks LLC	100,00%	20,60%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000,00	ARS		Método de la participación	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	29,66%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Salmon Falls Hydro LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Salt Springs Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Sevilla	ES	462.185,98	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
San Francisco de Borja SA	Zaragoza	ES	60.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Sanosari Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA	Sevilla	ES	207.340,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 12 SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 13 SLU	Sevilla	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	SK	200.000,00	EUR		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	3.000,00	MXN		Integración global	Enel Green Power Guatemala SA Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	99,99%
Servicios de Internet Eni Chile Ltda	Santiago de Chile	CL	2.768.688.228,00	CLP		Método de la participación	Ifx Networks Ltd Ifx/eni - Spc IV Inc.	0,10% 99,90%	20,60%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integración global	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Setyl Srl	Bérgamo	IT	100.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X Italia Srl	27,50%	27,50%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	10.100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697.820,00	EUR		Método de la participación	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Silt Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	ES	2.007.750,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	96,00%	67,31%
Skyview Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slovak Power Holding BV	Ámsterdam	NL	25.010.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby SRO	Bratislava	SK	4.505.000,00	EUR		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.724,66	EUR		Método de la participación	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika SRO	Moravská Ostrava	CZ	295.819,00	CZK		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	EE. UU.	-	USD		Integración global	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	EE. UU.	-	USD		Integración global	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	EE. UU.	-	USD		Integración global	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032,25	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago de Chile	CL	5.738.046.495,00	CLP		Integración global	Enel Chile SA	57,50%	37,33%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	Santiago de Chile	CL	316.318.800,00	CLP		-	Enel X Chile SpA	10,00%	6,49%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Sevilla	ES	4.507.590,78	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	64,75%	45,40%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Sevilla	ES	1.643.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Sevilla	ES	2.404.048,42	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Córdoba	ES	86.063,20	EUR		-	Endesa Generación SA	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá	CO	89.714.600,00	COP		Integración global	Emgesa SA ESP	94,94%	39,87%
							Inversora Codensa SAS	5,05%	
Società Elettrica Trigno Srl	Trivento	IT	100.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Mantenida para la venta	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	55,00%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	49,84%	34,94%
Solas Electricity Srl	Bucarest	RO	740.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Sona Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Estambul	TR	50.000,00	TRY		Integración global	Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	100,00%	100,00%
Sonak Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	36,00%	25,24%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
South Rock Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
South Wind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stampede Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	90.000.000,00	INR		Método de la participación	Enel X International Srl	50,00%	50,00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Stipa Nayaá SA de Cv	Ciudad de México	MX	1.811.016.348,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	55,21%	95,37%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	
Stockyard Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Strinestown Solar I LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suave Energía S de RL de Cv	Ciudad de Mexico	MX	1.000,00	MXN		Integración global	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,10%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,90%	
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suggestion Power (Unipessoal) Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000,00	EUR		Integración global	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,11%
Suministradora de buses K Cuatro SpA	Santiago de Chile	CL	14.840.473.200,00	CLP		-	Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	99,00%	6,43%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cádiz	ES	12.020.240,00	EUR		Método de la participación	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcelona	ES	2.800.000,00	EUR		Integración global	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,07%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	EE. UU.	1.000,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Bend	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sunflower Prairie Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Swather Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tae Technologies Inc.	Pauling	EE. UU.	53.207.936,00	USD		-	Enel Produzione SpA	1,12%	1,12%
							Tae Technologies Inc.	0,00%	
Tauste Energía Distribuida SL	Zaragoza	ES	60.508,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Tecnatom SA	Madrid	ES	4.025.700,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Ciudad de Guatemala	GT	30.948.000,00	GTQ		Integración global	ESSA2 SpA	75,00%	61,70%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisboa	PT	5.025.000,00	EUR		Método de la participación	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Ciudad de México	MX	2.892.643.576,00	MXN		Método de la participación	Enel Green Power SpA	32,89%	32,90%
Teploprogress JSC	Sredneuralsk	RU	128.000.000,00	RUB		Integración global	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Termica Colleferro SpA	Bolonia	IT	6.100.000,00	EUR		Método de la participación	Cogenio Srl	60,00%	12,00%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,42%	4,22%
							Enel Generación Costanera SA	1,68%	
							Enel Generación El Chocón SA	5,60%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,47%	4,71%
							Enel Generación Costanera SA	1,89%	
							Enel Generación El Chocón SA	6,23%	
Termotec Energía AIE en liquidación	La Pobla de Vallbona	ES	481.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Método de la participación	Baylio Solar SLU	11,66%	20,73%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	8,83%	
							Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	9,08%	
Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC	Komsomolsk	RU	118.213.473,45	RUB		-	Enel Russia PJSC	1,65%	0,93%
Texkan Wind LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integración global	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	EE. UU.	100,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tico Solar 1 SLU	Zaragoza	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Tico Solar 2 SLU	Zaragoza	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.887,96	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Toplet Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Topwind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		-	FRV Zamora Solar 1 SLU	8,28%	5,81%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	EE. UU.	1.000,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Transmisora de Energía Renovable SA	Ciudad de Guatemala	GT	233.561.800,00	GTQ		Integración global	Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	82,27%
							ESSA2 SpA	100,00%	
							Generadora Montecristo SA	0,00%	
Transportadora de Energía SA-TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416,00	ARS		Integración global	Enel Argentina SA	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	60,15%	
							Enel CIEN SA	39,85%	
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA en liquidación	Gerona	ES	72.121,45	EUR		Integración global	Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal)	73,33%	51,42%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Método de la participación	Furatena Solar 1 SLU	17,73%	24,89%
							Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	17,77%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Tula WPS LLC	Tula	RU	-	RUB		Integración global	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	19.100.000,00	INR		Integración global	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
TWE ROT DA LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bérgamo	IT	100.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	AR	9.745.583,00	ARS		Método de la participación	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,95% 0,05%	20,60%
Ufinet Brasil Participações Ltda	Santo André	BR	120.784.639,00	BRL		Método de la participación	Zacapa Topco II Sàrl	100,00%	50,00%
Ufinet Brasil SA	Barueri	BR	29.800.000,00	BRL		Método de la participación	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	60,00%	30,00%
Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	Santo André	BR	120.784.638,00	BRL		Método de la participación	Ufinet Brasil Participações Ltda Ufinet Latam SLU	100,00% 0,00%	50,00%
Ufinet Chile SpA	Santiago de Chile	CL	233.750.000,00	CLP		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Colombia Participaciones SAS	Bogotá	CO	10.001.001.000,00	COP		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Colombia SA	Bogotá	CO	1.180.000.000,00	COP		Método de la participación	Ufinet Guatemala SA Ufinet Honduras SA Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	0,00% 0,00% 90,00% 0,00%	18,54%
Ufinet Costa Rica SA	San José	CR	25.000,00	USD		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Ecuador Ufiec SA	Quito	EC	9.865.110,00	USD		Método de la participación	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,00% 100,00%	20,60%
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	10.000,00	USD		Método de la participación	Ufinet Guatemala SA Ufinet Latam SLU	0,01% 99,99%	20,60%
Ufinet FTTH Guatemala Ltda	Ciudad de Guatemala	GT	50.000,00	GTQ		-	Ufinet Latam SLU	51,00%	10,51%
Ufinet Guatemala SA	Ciudad de Guatemala	GT	3.000.000,00	GTQ		Método de la participación	Ufinet Latam SLU Ufinet Panamá SA	99,99% 0,01%	20,60%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	HN	194.520,00	HNL		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	99,99%	20,60%
							Ufinet Panamá SA	0,01%	
Ufinet Latam SLU	Madrid	ES	15.906.312,00	EUR		Método de la participación	Zacapa Sàrl	100,00%	20,60%
Ufinet México S de RL de Cv	Ciudad de México	MX	7.635.430,00	MXN		Método de la participación	Ufinet Guatemala SA	1,31%	20,60%
							Ufinet Latam SLU	98,69%	
Ufinet Nicaragua SA	Managua	NI	2.800.000,00	NIO		Método de la participación	Ufinet Guatemala SA	0,50%	20,60%
							Ufinet Latam SLU	99,00%	
							Ufinet Panamá SA	0,50%	
Ufinet Panamá SA	Ciudad de Panamá	PA	1.275.000,00	USD		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	PY	79.488.240.000,00	PYG		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	75,00%	15,45%
Ufinet Perú SAC	Lima	PE	2.836.474,00	PEN		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
							Ufinet Panamá SA	0,00%	
Ufinet US LLC	Wilmington	EE. UU.	1.000,00	USD		Método de la participación	Ufinet Latam SLU	100,00%	20,60%
Ukuqala Solar Proprietary Limited	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.520,00	EUR		Integración global	Endesa Generación SA	100,00%	70,11%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburgo	ZA	1.000,00	ZAR		Integración global	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
USME ZE SAS	Bogotá	CO	104.872.000,00	COP		Integración global	Bogotá ZE SAS	100,00%	39,74%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000,00	CZK		Método de la participación	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Valdecaballero Solar SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000,00	INR		Integración global	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şírketí	Estambul	TR	3.500.000,00	TRY		Mantenida para la venta	Enel SpA	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Río de Janeiro	BR	7.315.000,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722,00	BRL		Integración global	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Ciudad de México	MX	1.455.854.094,00	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Ciudad de México	MX	205.316.027,15	MXN		Método de la participación	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	67,00%	46,97%
Viva Labs AS	Oslo	NO	104.724,90	NOK		Integración global	Enel X International Srl	60,00%	60,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Waseca	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Waypost Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Wespire Inc.	Boston	EE. UU.	1.625.000,00	USD		-	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Hopkinton Hydro LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Mantenida para la venta	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Western New York Wind Corporation	Albany	EE. UU.	300,00	USD		Integración global	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Holdings LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	White Cloud Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
White Peaks Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitetail Trails Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	EE. UU.	99,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100,00%	100,00%
Whittle's Ferry Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Wild Run LP	Alberta	CA	10,00	CAD		Integración global	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wilderness Range Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	EE. UU.	1,00	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Energy Green Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis – Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Bolibas SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Distomos SA	Maroussi	GR	556.500,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Folia SA	Maroussi	GR	424.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gagari SA	Maroussi	GR	389.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Goraki SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gourles SA	Maroussi	GR	555.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Kafoutsi SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Petalo SA	Maroussi	GR	575.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Skoubi SA	Maroussi	GR	472.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominación social	Domicilio social	País	Capital social	Divisa	Segmento de negocio	Método de consolidación	Propiedad de	% tenencia de acciones ordinarias	% de propiedad del Grupo
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Strouboulas SA	Maroussi	GR	576.500,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vitalio SA	Maroussi	GR	361.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vourlas SA	Maroussi	GR	554.000,00	EUR		Método de la participación	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	EE. UU.	-	USD		Integración global	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Wkn Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	EE. UU.	-	USD		Integración global	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integración global	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
X-bus Italia Srl	Milán	IT	15.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000,00	ARS		Método de la participación	Enel Américas SA	33,33%	27,42%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	ES	234.394,72	EUR		Método de la participación	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Zacapa HoldCo Sàrl	Luxemburgo	LU	76.180.812,49	EUR		Método de la participación	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa LLC	Wilmington	EE. UU.	100,00	USD		Método de la participación	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Sàrl	Luxemburgo	LU	82.866.475,04	USD		Método de la participación	Zacapa HoldCo Sàrl	100,00%	20,60%
Zacapa Topco II Sàrl	Luxemburgo	LU	12.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X International Srl	50,00%	50,00%
Zacapa Topco Sàrl	Luxemburgo	LU	30.000.000,00	EUR		Método de la participación	Enel X International Srl	20,60%	20,60%
Zephir 3 Constanta Srl	Bucarest	RO	1.031.260,00	RON		Integración global	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Zoo Solar Project LLC	Andover	EE. UU.	-	USD		Integración global	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.
WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

Diseño y realización del concepto
Gpt Group

Revisión del texto
postScriptum di **Paola Urbani**

Publicación fuera del comercio

Editado por
Enel Comunicación

Descargo de responsabilidad
Este informe, publicado en italiano, se ha traducido al
español únicamente para la comodidad de los lectores internacionales

Enel
Società per azioni
Domicilio social 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capital social Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro de la empresa de Roma, Código fiscal 00811720580
R.E.A. 756032 Número de IVA 15844561009

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137

enel.com