



## Inventario GHG 2021

Quantificazione e rendicontazione delle emissioni di gas a effetto serra  
secondo lo standard Corporate GHG Protocol

12 aprile 2022



## INDICE

PREMESSA.....	3
PERIMETRI DI RIFERIMENTO.....	4
Perimetro organizzativo.....	4
Perimetro operativo.....	4
Anno base di riferimento.....	6
Ricalcolo dell'inventario nell'anno di riferimento.....	6
Metodo di calcolo.....	6
Valutazione qualitativa dell'incertezza.....	8
RISULTATI.....	11
Emissioni scope 1	
Emissioni scope 2	
Emissioni scope 3	
Attestato di verifica.....	16
Allegato 1.....	17

## PREMESSA

Obiettivo del presente documento è analizzare e rendicontare i gas serra (GHG – Green House Gas) derivanti dalle attività svolte dal Gruppo Enel, relativamente alle attività di produzione e distribuzione di energia elettrica e vendita di energia elettrica e di gas.

La rendicontazione delle emissioni viene effettuata secondo lo standard internazionale Greenhouse Gas Protocol, pubblicato a cura del World Business Council for Sustainable Development e del World Resource Institute, e riportata pubblicamente secondo lo standard GRI (Global Reporting Initiative) nel Bilancio di Sostenibilità di Enel, che costituisce la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ([www.enel.com/it/investitori/sostenibilita](http://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita)).

Nel percorso verso la decarbonizzazione completa dichiarata entro il 2040, Enel ha previsto una roadmap con un obiettivo a medio termine, certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi), che stabilisce una riduzione attesa del 80% delle emissioni di gas serra dirette per kWh al 2030 rispetto ai livelli del 2017. Si è inoltre impegnata a ridurre del 55 % le proprie emissioni indirette associate alla vendita di gas naturale sul mercato retail entro il 2030, rispetto ai dati del 2017 e a ridurre circa l'80% le emissioni specifiche derivanti dalla produzione e vendita di energia (target che combina le emissioni di scope 1 con scope 3) rispetto all'anno base 2017.

In un'ottica di trasparenza Enel partecipa a indici e rating di sostenibilità, tra i quali il CDP (former Carbon Disclosure Project) climate ed è inclusa nella A List 2021.

## PERIMETRI DI RIFERIMENTO

### Perimetro organizzativo

Le emissioni di gas serra dirette e indirette vengono riportate sulla base del perimetro di consolidamento finanziario del Gruppo. Per l'elenco delle Società incluse nell'inventario si fa riferimento all'elenco presente nell'allegato 1. I dati ambientali vengono raccolti per tutti gli impianti di produzione di energia elettrica (termoelettrici, rinnovabili e nucleari), per gli impianti di produzione di pannelli fotovoltaici nonché per l'intera attività di distribuzione e per le sedi Enel nei Paesi di presenza operativa.

I dati sono consolidati per le varie attività al 100% del loro valore, indipendentemente dalla quota di proprietà di Enel, ad eccezione del settore nucleare per il quale i dati sono rendicontati secondo un criterio proporzionale alla quota proprietaria.

### Perimetro operativo

Vengono di seguito elencate le fonti di emissione GHG considerate nell'ambito degli scope 1, 2, 3

#### Scope 1

- combustione di combustibili fossili nelle attività di produzione di energia elettrica
- combustione di combustibili fossili nei gruppi elettrogeni utilizzati nelle attività di produzione e di distribuzione di energia elettrica
- combustione di combustibili fossili nei veicoli sotto il controllo dell'Azienda
- combustione di combustibili fossili per forni, riscaldamento e servizi mensa
- perdita di CH<sub>4</sub> nelle centrali termoelettriche alimentate a gas
- perdite diffuse di SF<sub>6</sub> nelle attività di produzione e di distribuzione di energia elettrica
- perdite di gas refrigeranti dagli impianti di raffreddamento
- perdite di NF<sub>3</sub> dalla produzione di pannelli solari
- trasporto di carbone e LNG su mezzi sotto il proprio controllo operativo
- emissioni di CH<sub>4</sub> dalla decomposizione della materia organica nei bacini idroelettrici

## Scope 2

<p><b>Prelievi di energia dalla rete:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- produzione dell'energia elettrica acquistata dalla rete per usi civili (apparecchiature elettroniche, riscaldamento, illuminazione) o per la generazione di energia elettrica negli impianti termoelettrici e idroelettrici e per la distribuzione.</li></ul>
<p><b>Perdite di rete nella propria rete di distribuzione</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Dissipazioni di energia da perdite di rete di trasmissione e di distribuzione della rete sotto il controllo operativo di Enel (effetto Joule).</li></ul>

## Scope 3

Si riportano di seguito le fonti considerate suddivise secondo le categorie del GHG Protocol:

<p><b>Categoria 1: Acquisto di beni e servizi:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- emissioni da catena di fornitura per forniture, lavori e servizi</li></ul>
<p><b>Categoria 3. Combustibili e attività relative all'energia (non incluse negli scope 1 e 2)</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Carbone: emissioni fuggitive in fase di estrazione del carbone utilizzato nelle centrali termoelettriche e emissioni da trasporto via nave;</li><li>- Gas naturale: emissioni da estrazione, trasporto, liquefazione e rigassificazione del gas utilizzato nelle centrali e venduto nel mercato retail.</li><li>- Gasolio e biomasse: trasporto su ruote</li><li>- Mercato retail di energia: emissioni nella fase di produzione di energia elettrica venduta nel mercato retail</li></ul>
<p><b>Categoria 4. Trasporto e distribuzione a monte dell'attività di produzione di energia:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Materie prime e rifiuti. emissioni da trasporto su ruote</li></ul>
<p><b>Categoria 11. Utilizzo dei beni venduti:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Emissioni dovute all'utilizzo di gas dalla vendita retail da parte dei clienti finali.</li></ul>

## **Anno base di riferimento**

La presente rendicontazione si riferisce all'analisi e quantificazione delle emissioni GHG relativamente all'anno solare 2021.

A causa delle rilevanti e significative valutazioni e introduzioni di nuove fonti nell'inventario GHG nel 2021 rispetto agli anni precedenti, ed essendo il 2021 un anno di ripresa economica dopo la pandemia mondiale iniziata nel 2020, è stato valutato di considerare il 2021 come anno base di riferimento per l'analisi degli indicatori relativi agli scope 1, 2 e 3.

## **Ricalcolo dell'inventario nell'anno di riferimento**

Il 2021 costituisce l'anno base di riferimento per le future analisi e non sono presenti ricalcoli rispetto all'inventario.

## **Metodo di calcolo**

I dati primari di attività ambientale per gli impianti di generazione e distribuzione di energia elettrica sono raccolti su base annua in un database interno denominato EDEN (Enel Data on Environment). I dati sono inseriti per tecnologia direttamente dai differenti livelli organizzativi responsabili del dato (impianto o Paese). Ciascun dato, al momento del suo inserimento, è soggetto a controlli formali e di coerenza e a successivi livelli di validazione.

Il calcolo delle emissioni GHG di Gruppo, scope 1, 2 e 3, viene effettuato centralmente, a eccezione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dalla produzione termoelettrica che vengono raccolte direttamente dagli impianti. Dove previsto, le emissioni dalla produzione termoelettrica vengono sottoposte annualmente alle certificazioni degli enti preposti per paese (per l'Italia, Spagna e Portogallo le emissioni, verificate, vengono iscritte al registro dell'Unione che comprende tutti i paesi che partecipano all'EU ETS). A partire da quest'anno vengono raccolti in questa classificazione anche le emissioni soggette a Emission Trading Scheme del Cile. Nell'ambito dello scope 1 sono state incluse da quest'anno, e calcolate anche per i due anni precedenti, le emissioni da perdite di metano, le emissioni fuggitive di metano biogenico dai bacini degli impianti idroelettrici e le emissioni da trasporto di carbone e LNG sotto il diretto controllo operativo:

- le perdite di metano da impianti termoelettrici che utilizzano gas come combustibile primario o secondario sono valutate sul perimetro Italia a partire dai valori misurati e calcolati con metodologia LDAR (Leak detection and repair), mentre per gli altri paesi è stata effettuata una

stima a partire dai dati degli impianti italiani proporzionata sui consumi di gas relativi agli impianti degli altri paesi.

- le emissioni fuggitive di metano biogenico dai bacini degli impianti idroelettrici sono calcolate con metodologia IPCC, mentre le aree dei bacini sono state estratte dal portale GIS di Enel
- il calcolo delle emissioni relative al trasporto via nave di carbone e LNG viene basato sui viaggi effettivi dei trasporti del combustibile fossile.

Le emissioni di scope 1, scope 2 per la quota di energia prelevata dalla rete e alcune di scope 3 vengono calcolate direttamente in Eden attraverso formule di calcolo sulla base dei dati primari raccolti annualmente.

Nell'ambito dello scope 3 sono state incluse da quest'anno, e calcolate anche per i due anni precedenti, le emissioni da estrazione di trasporto di gas via nave o via terra, e le emissioni da catena di fornitura:

- Il calcolo delle emissioni relativo all'estrazione e trasporto gas è basato sui volumi di gas utilizzati all'interno delle centrali termoelettriche di Enel e volumi venduti sul mercato gas retail.
- Le emissioni scope 3 della Supply Chain sono calcolate con la seguente metodologia:
  - o per le forniture principali: dati provenienti dai fornitori attraverso certificazioni EPD o ISO CFP 14067 o da database internazionali basati su metodologia LCA (76% del totale delle forniture)
  - o per le code di forniture: dati ricavati da emissioni medie del settore economico di appartenenza
  - o per i lavori: dati provenienti dal cantiere sostenibile (impianti wind/solar)
  - o per i servizi: valore medio di emissioni GHG dichiarato da una selezione dei fornitori attraverso certificazione ISO CFP 14064.

Per i calcoli vengono utilizzati dei parametri disponibili in Eden aggiornati/verificati annualmente:

- I fattori di emissione per combustibile utilizzati nei calcoli sono, a meno di valori consolidati dai paesi, quelli previsti dalle linee guida dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>.
- I valori di GWP ( Global Warming Potential) utilizzati per riportare i gas in CO<sub>2</sub>eq fanno riferimento al documento Global Warming Potential values del GHG protocol, fifth assessment report (AR5 – 100 year) disponibile al link: [https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29\\_1.pdf](https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf).

- Le emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> per paese, aggiornate annualmente, sono una componente del calcolo delle emissioni di scope 2, sia per il calcolo delle emissioni dell'energia prelevata dalla rete calcolata sulla base del mix di produzione nazionale che dall'energia dissipata per perdite di rete tecniche. Sono presenti anche nelle formule di calcolo di scope 3, emissioni nel mercato retail per il calcolo delle emissioni prodotte in fase della produzione di energia venduta. La base di calcolo non tiene conto della quota prodotta all'interno dello stesso paese le cui emissioni sono già riportate nello scope 1. Il calcolo viene effettuato moltiplicando i fattori di emissione specifici di paese per il quantitativo di energia prelevato/ dissipato / venduto nel paese e sommando tutti i contributi. I fattori di emissione specifici di energia elettrica prodotta per paese, espressi in g CO<sub>2</sub>/kWh, utilizzate nei calcoli di scope 2 e scope 3 sono estratti dal provider Enerdata che riporta le migliori stime/aggiornamenti dei valori in essere relative all'anno precedente (anno-1). Quando non disponibile si è assunto come valida l'emissione specifica relativa all'ultimo anno disponibile (anno -2). I fattori di emissione Residual mix utilizzati per il calcolo market based sono disponibili al link: <https://www.aib-net.org/> per l'Europa. Per le altre nazioni di presenza è stato utilizzato il fattore di emissione location based.

## **Valutazione qualitativa dell'incertezza**

### **Scope 1**

Le emissioni da combustione di combustibili fossili (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>) degli impianti termoelettrici a carbone, olio e gas e cicli combinati sono responsabili di oltre il 99% del valore dello scope 1. Gli impianti sono presenti in Europa (Italia, Spagna, Portogallo), in Russia e in Sud America (Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Perù). Il 63% delle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> da produzione termoelettrica è soggetta alle Direttive di Emission Trading Scheme: Europee (Italia, Spagna e Portogallo per un totale del 53% del totale delle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> del 2021) e nazionali (Cile, 10%).

Le emissioni da CO<sub>2</sub> equivalente per la produzione di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O sono calcolate a partire dai combustibili/carburanti inseriti nel database EDEN su base annuale. Le misure dei combustibili utilizzati nelle centrali sono soggette a controlli metrologici anche a scopi di fatturazione.

Per i valori delle altre emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente (perdite e rabbocchi di gas refrigeranti e SF<sub>6</sub>) la base di calcolo è il dato inserito in EDEN. La conversione in CO<sub>2eq</sub> viene effettuata utilizzando fattori di emissione IPCC Fifth Assessment Report (AR5 – 100 year) e GWP del GHG Protocol.



## Scope 2

Per i calcoli relativi all'energia prelevata dalla rete o dalla dissipazione di energia per le perdite della rete di distribuzione e trasmissione, il livello di incertezza dei dati di attività utilizzati è di tipo strumentale (misuratore fiscale).

Le perdite di rete tecniche, dovute al calore generato dal passaggio di corrente elettrica in un conduttore (effetto Joule), non sono calcolate mediante un meccanismo di bilancio energetico come avviene per le perdite totali (tecniche e commerciali) ma con standard riconosciuti che tuttavia non possono prescindere da un minimo grado di incertezza.

Vengono inoltre attuate misure per gestire/diminuire l'incertezza associata attraverso delle revisioni periodiche interne del processo di gestione dei dati di attività e dei risultati ottenuti.

L'applicazione di queste considerazioni consente di minimizzare l'errore associato al calcolo delle emissioni dirette e indirette.

## Scope 3

I calcoli relativi allo scope 3 relativi all'estrazione del carbone e di quelle relative al trasporto dei combustibili, materie prime e rifiuti sono basati su assunzioni costruite con l'utilizzo di tutte le informazioni rilevanti possibili. Il dettaglio delle assunzioni è riportato annualmente nelle note dell'allegato numerico della Sostenibilità Ambientale del Bilancio di Sostenibilità. Tale approccio è stato selezionato in considerazione dell'alto numero sia degli impianti che dei paesi in cui Enel opera.

Il calcolo delle emissioni derivanti dall'utilizzo dell'elettricità e del gas vendute da Enel nel mercato retail è quantificato sulla base dei valori certificati di Enel sulle vendite, la cui incertezza è di tipo strumentale (contatori fiscali). Nei calcoli effettuati per le emissioni da vendita di gas vengono utilizzati i fattori IPCC (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Table 1.4 , pag. 1.24).

Il calcolo delle emissioni relativo all'estrazione e trasporto gas è basato sui volumi di gas utilizzati all'interno delle centrali termoelettriche di Enel e volumi venduti sul mercato gas retail. Il modello di calcolo utilizza dei fattori secondari location-based derivanti da letteratura e applicati sulla base dei contratti in essere.

Per quanto riguarda le emissioni da catena di fornitura, possiamo valutare qualitativamente un livello basso di incertezza per la stima delle emissioni di categorie strategiche, basata sulla media dei dati direttamente ottenuti dai fornitori attraverso certificazioni EPD (Environmental Product Declaration) o ISO CFP 14067; possiamo valutare un livello medio di incertezza per le categorie stimate tramite database internazionali basati su metodologie LCA e un livello medio/alto di incertezza per le categorie di coda stimate tramite fattori emissivi medi del settore economico di appartenenza. Le emissioni di lavori sono state stimate a partire dai dati provenienti da cantiere sostenibile e possono essere valutate con un livello

|

di incertezza medio. Le emissioni dei servizi sono state stimate da dati provenienti da certificazione ISO CFP 14064 di organizzazione e possono essere valutate con un livello di incertezza medio/basso

## RISULTATI

### Emissioni di Scope 1

Nel 2021 le emissioni dirette (Scope 1) sono pari a **51.570.265** tCO<sub>2eq</sub>. Oltre il 99% del valore dello scope 1 viene prodotto da attività di produzione di energia elettrica.

La quota di emissioni dirette di CO<sub>2</sub> dal comparto termoelettrico per la produzione di energia è pari a 50.556.332 tCO<sub>2</sub>.

Gli indicatori relativi alle emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> del Gruppo sono le seguenti:

- il risultato del rapporto tra il totale delle emissioni da produzione termoelettrica (t), oggetto della verifica, e la produzione totale del Gruppo comprensiva del calore espresso in unità di energia. Tale rapporto per il 2021 è pari a **222** gCO<sub>2</sub>/kWh;
- il risultato del rapporto tra il totale delle emissioni di scope 1 (t), oggetto della verifica, e la produzione complessiva del Gruppo comprensiva del calore espresso in unità di energia. Tale rapporto per il 2021 è pari a **227** g CO<sub>2eq</sub>/kWh.

All'interno dello Scope 1 rientrano anche le emissioni di CO<sub>2</sub> generate durante il processo di combustione di benzina e diesel nei motori dei veicoli sotto il controllo dell'Azienda e dalla combustione di gasolio nei gruppi elettrogeni utilizzati nelle tecnologie di produzione di energia nonché nell'attività di distribuzione di energia elettrica (pari complessivamente a 319.055 t CO<sub>2</sub>)

Per tutti i processi di combustione da fonti fossili sono state incluse anche le produzioni di **N<sub>2</sub>O** (GWP=265) e **CH<sub>4</sub>** (GWP=28) espresse in CO<sub>2</sub> equivalente. Per il 2021 la somma delle due componenti per tutte le attività di combustione risulta pari a 159.838 tCO<sub>2eq</sub>.

Altre emissioni dirette di CO<sub>2</sub> equivalente provengono dalle perdite in atmosfera di **SF<sub>6</sub>** (GWP=23.500) che si verificano principalmente nell'ambito della Distribuzione dell'energia elettrica, e secondariamente negli impianti di produzione di energia. Le quantità rilasciate in atmosfera nel 2021 relativamente all'intero perimetro del Gruppo ammontano a 6.075,4 kg, pari a 142.773 tCO<sub>2eq</sub>, dei quali Distribuzione ricopre l'78%. Nell'ambito dello Scope 1, Enel considera le emissioni delle perdite in atmosfera dei gas e delle miscele refrigeranti calcolate applicando il valore di GWP corrispondente alla composizione del gas. Le emissioni di tali sostanze nel 2021 corrispondono a 10.221 tCO<sub>2eq</sub>.

Vengono contabilizzate anche le emissioni da perdite dell'**NF<sub>3</sub>** (GWP=16.100), pari a 14 tCO<sub>2eq</sub> nel 2021 per la produzione di pannelli fotovoltaici.

A partire dal 2021 sono state introdotte nell'inventario ulteriori fonti di emissioni dirette:

- perdite di CH<sub>4</sub> nelle centrali termoelettriche alimentate a gas

- trasporto di carbone e LNG sotto il diretto controllo operativo.
- le emissioni di metano dai bacini idroelettrici.

Per un totale di 382.031 tCO<sub>2eq</sub>.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> da combustione di biomasse, non incluse nel scope 1, sono pari a 125.878t CO<sub>2</sub>.

## **Emissioni di Scope 2**

Le emissioni Scope 2 riguardano le emissioni indirette derivanti dalla generazione dell'elettricità acquistata e consumata dall'Azienda. Nello Scope 2 sono incluse le emissioni di CO<sub>2</sub> associate ai **consumi di energia elettrica** prelevata dalla rete per usi civili o per la produzione di energia negli impianti termoelettrici e idroelettrici. Dal 2016, in Italia, tutte le forniture di energia elettrica per le sedi e per alcuni siti di produzione risultano da fonti rinnovabili. Tale fornitura prevede il rilascio di certificati verdi da parte dell'ente competente. Nel 2021 per l'Italia sono state annullate Garanzie d'Origine da fonti rinnovabili per un volume di energia pari a 173,405 GWh relative a forniture per uffici e impianti di produzione di energia termoelettrici e rinnovabile.

Il calcolo degli Scope 2 per il consumo di energia prelevata dalla rete ( pari a ca 5.964 GWh) viene riportato secondo una doppia vista, *location based*, pari a 1.336.669 tCO<sub>2eq</sub>, e *market based* calcolata con i valori di *residual mix* per l'Europa, pari a 2.351.000 tCO<sub>2eq</sub> (nel calcolo del market based non è stata considerata la quota italiana per fornitura da fonti rinnovabile).

In ottemperanza alle direttive del GHG protocol, sono presenti in questa categoria **le emissioni indirette derivanti dalle emissioni dell'energia dissipata per perdite tecniche della rete di distribuzione** di Enel e della rete di trasmissione, calcolate per tutti i Paesi di attività. Il Gruppo copre con la sua attività l'intera filiera relativa alla produzione e vendita in Europa (Italia, Spagna e Romania) e in cinque paesi dell'America Latina (Argentina, Brasile, Colombia, Cile e Perù). Per il calcolo delle emissioni è stato assunto che la filiera verticale delle attività avvenga all'interno dello stesso paese. Le emissioni causate dalle perdite sono state calcolate sulla parte di energia immessa in rete eccedente la quota prodotta nel Paese considerato, per evitare un conteggio doppio delle emissioni già riportate nello Scope 1.

Il calcolo degli Scope 2 per le emissioni dovute alle perdite di rete tecniche della rete viene riportato secondo una doppia vista, *location based*, pari a 2.966.515 tCO<sub>2eq</sub>, e *market based* calcolata con i valori di *residual mix* per l'Europa, pari a 4.763.150 tCO<sub>2eq</sub>.

### **Emissioni di Scope 3**

Le emissioni Scope 3 sono generate come conseguenza delle attività dell'Azienda e non derivano da fonti controllate né possedute. Tali emissioni indirette riguardano l'intera catena del valore di Enel dalla produzione, al trasporto e alla vendita di energia.

Le emissioni ricadono nelle seguenti categorie scope 3 del GHG Protocol:

#### Categoria 1. Acquisto di beni e servizi

Ricadono in questa categoria le emissioni della catena di fornitura per forniture, lavori e servizi. Le emissioni per l'anno 2021 sono state pari a 11.689.711 tCO<sub>2eq</sub>.

#### Categoria 3. Fuel and energy related activities (not included in scope 1 or 2)

In queste categorie sono state riportate le emissioni nella fase estrattiva e di trasporto dei principali combustibili utilizzati (carbone e gas), e l'emissione da trasporto di gasolio, olio combustibile e biomassa.

##### Carbone

Sono state stimate le emissioni fuggitive di metano dal carbone verificatesi in fase estrattiva e in fase di trasporto su nave per la quantità utilizzata dalle centrali termoelettriche a carbone nel corso dell'anno riportate in CO<sub>2eq</sub> (GWP=28).

Il calcolo delle emissioni relative al trasporto via nave viene basato sui viaggi effettivi dei trasporti del combustibile fossile. Il valore complessivo per le emissioni fuggitive in fase di estrazione e per il successivo trasporto è pari a 1.241.415 tCO<sub>2eq</sub>

##### Gas Naturale

Per questo combustibile sono state calcolate le emissioni da estrazione e trasporto sia per il gas consumato all'interno delle centrali termoelettriche per la produzione di energia che venduto ai clienti nel mercato retail. Il trasporto comprende sia il trasporto via nave (carichi LNG, con la fase di liquefazione e rigassificazione) che su gasdotto. Le emissioni di CO<sub>2eq</sub> comprendono sia la quota di CH<sub>4</sub> che di N<sub>2O</sub> (GWP=265). Il valore 2021 è pari a 9.999.000 tCO<sub>2eq</sub>

##### Gasolio, olio combustibile e biomassa

Sono state calcolate le emissioni per il trasporto su ruota delle tre tipologie di combustibile. Per tutti i calcoli sono state fatte delle assunzioni di base per quanto riguarda la lunghezza del viaggio, le emissioni del mezzo utilizzato e la frequenza del trasporto. Il valore complessivo è pari a 5270 tCO<sub>2eq</sub>

#### Vendita energia elettrica nel mercato retail

Ricadono in questa categoria anche le emissioni generate nella fase di produzione dell'energia acquistata per la vendita nel **Mercato retail di energia elettrica**. Enel copre con la sua attività l'intera filiera relativa

alla produzione e vendita in Europa (Italia e Spagna) e in cinque paesi dell'America Latina (Argentina, Brasile, Colombia, Cile e Perù). Per il calcolo delle emissioni è stato assunto, come già descritto per le emissioni di perdite di rete ascritte allo scope 2, che la filiera verticale delle attività avvenga all'interno dello stesso paese. Pertanto, le emissioni sono calcolate per la quota di energia venduta eccedente la quota prodotta nel paese e sono pari a 23.959.121 MtCO<sub>2eq</sub>. Non sono state incluse nel calcolo le emissioni da perdite di rete in quanto già riportate nello scope 2.

#### Categoria 4. Upstream transportation and distribution:

In questa categoria sono state riportate le emissioni dal trasporto dei materiali di consumo (es. composti chimici) per il funzionamento delle sue centrali e del trasporto dei rifiuti su ruote. Le assunzioni di base sono le stessa di quelle già riportate nella categoria 3.

Il valore complessivo è pari a 4.032tCO<sub>2eq</sub>.

#### Categoria 11- Use of the sold products

Viene di seguito riportato il calcolo delle emissioni relative all'attività del mercato gas in Europa e America Latina, generate durante la fase finale di utilizzo dei prodotti venduti ai clienti finali.

**Mercato retail del gas:** Enel è presente con questa attività di mercato in Europa (Italia, Spagna e Romania) e in Sud America ( Cile e Colombia). Il valore delle emissioni derivanti dalla combustione del gas naturale è calcolato a partire dal valore in energia (TWh) del gas venduto per il suo fattore di emissione (fonte: IPCC per CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>) ed è pari per il 2021 a 22.250.950MtCO<sub>2eq</sub>.

### **Esclusioni**

La presente rendicontazione è basata su un criterio di rilevanza, con le seguenti esclusioni:

- le società afferenti alla linea di business Enel X

Le emissioni GHG relative all'anno 2021 sono oggetto di verifica di conformità da parte di DNV con un livello di garanzia ragionevole per tutte le emissioni Scope 1, Scope 2 e per le emissioni associate all'attività di vendita di gas naturale (Scope 3). Sono invece state verificate con un livello di garanzia limitato tutte le altre emissioni Scope 3 incluse nel campo di applicazione dell'inventario. La verifica di Inventario Gas Effetto Serra (GHG) di ENEL è stata svolta secondo lo standard ISO 4064-3 utilizzando come criterio di verifica il WBCSD/WRI Corporate accounting and Reporting Standard (GHG Protocol).

Si riporta di seguito il totale delle emissioni oggetto di verifica:

GHGs (tons CO2-eq)	2021						
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	NF <sub>3</sub>	SF <sub>6</sub>	HFCs	TOTAL
<b>DIRECT EMISSIONS (SCOPE1)</b>	<b>50.931.716</b>	<b>385.711</b>	<b>99.830</b>	<b>14</b>	<b>142.773</b>	<b>10.221</b>	<b>51.570.265</b>
From Electricity Power Generation	50.643.542	385.251	98.139	14	31.152	10.221	51.168.319
From Electricity Distribution	208.331	239	451	-	111.621	-	320.642
From Real Estate	79.843	221	1.239	-	-	-	81.303
<b>ENERGY INDIRECT EMISSIONS (SCOPE2)</b>							
<b>Location based</b>							<b>4.303.184</b>
From electricity purchased from the grid	-	-	-	-	-	-	1.336.669
From losses on the distribution grid	-	-	-	-	-	-	2.966.515
<b>Market based</b>							<b>7.114.150</b>
From electricity purchased from the grid	-	-	-	-	-	-	2.351.000
From losses on the distribution grid	-	-	-	-	-	-	4.763.150
<b>OTHER INDIRECT EMISSIONS (SCOPE3)</b>							<b>69.149.498</b>
Cat.1 Purchased goods and service	11.689.711	-	-	-	-	-	11.689.711
Cat.3 Fuel and Energy related activities	34.131.751	1.073.055	-	-	-	-	35.204.806
Cat.4 Upstream transportation and distribution	4.032	-	-	-	-	-	4.032
Cat.11 natural gas sold in the retail market	22.228.937	9.906	12.107	-	-	-	22.250.950
<b>TOTAL EMISSIONS (Location Based)</b>							<b>125.022.948</b>
<b>TOTAL EMISSIONS (Market Based)</b>							<b>127.833.913</b>



# DICHIARAZIONE

DNV Business Assurance (DNV) è stato incaricato dal management ENEL SpA di effettuare una verifica indipendente delle proprie emissioni di Gas Serra (GHG) relative all'anno solare 2021.

<u>Emissioni GHG</u>	<u>t CO<sub>2</sub>-eq</u>
<b>Emissioni GHG Verificate</b>	
Emissioni GHG dirette (Scope 1) GHG (*)	51 570 265
Emissioni GHG indirette energetiche (Scope 2 - Located Based)	4 303 184
Emissioni GHG indirette energetiche (Scope 2 - Market Based)	7 114 150
Altre emissioni GHG indirette (Scope 3)	69 149 498
di cui utilizzo del gas naturale venduto nel mercato al dettaglio	22 250 950
CO <sub>2</sub> biogenico da combustione di biomasse (**)	125 878

(\*) include le emissioni di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O biogenico da combustione

(\*\*) le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> biogenico sono riportate separatamente come previsto dal §4 del Protocollo GHG

## Parere di Verifica

Sulla base del processo di verifica condotto da DNV come spiegato nell'allegato della presente dichiarazione:

- si fornisce un livello di garanzia ragionevole delle emissioni GHG di Scope 1, Scope 2 e Scope 3 associate all'utilizzo di gas naturale venduto nel mercato al dettaglio riportate nel inventario GHG di ENEL in quanto DNV ritiene che le stesse siano:
  - sostanzialmente corrette;
  - una equilibrata rappresentazione delle informazioni sulle emissioni GHG; e
  - in conformità con il criterio di verifica
- si fornisce un livello di garanzia limitata delle restanti emissioni GHG di Scope 3 riportate nel inventario GHG di ENEL in quanto DNV non ha riscontrato che le stesse siano:
  - non sostanzialmente corrette;
  - non una equilibrata rappresentazione delle informazioni sulle emissioni GHG; and
  - non in conformità con il criterio di verifica

DNV Business Assurance USA, Inc.  
12 Aprile 2022

Lead Verifier  
Francisco Zamarron

Technical Reviewer  
Shruthi Bachamanda

Approver  
David Tellez  
Director Supply Chain & Assurance Services



Digitally signed by David Tellez  
DN: cn=David Tellez, o=DNV,  
ou=Regional Lead, SCPA  
America,  
email=David.Tellez@dnv.com,  
c=US  
Location: Katy, Texas  
Date: 2022.04.13 22:25:44  
-0400



## Allegato 1

### Elenco delle Società che ricadono nell'inventario

Nota: Ricadono all'interno del perimetro le società del Gruppo con impianti di produzione di energia termoelettrica, nucleare e rinnovabile, di produzione di pannelli fotovoltaici, e le sedi nei paesi di presenza operativa relativamente alle attività di produzione e distribuzione di energia.

Central Dock Sud
Condensa
Edesur
e-distribuzione
Emgesa
Endesa
Enel Cien
Enel Distribución Ceará
Enel Distribución Chile
Enel Distribución Goias
Enel Distribución Perú
Enel Distribución Río
Enel Distribución Sao Paulo
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Distributie Muntenia
Enel Generación Costanera
Enel Generación Chile
Enel Generación El Chocon
Enel Generación Fortaleza
Enel Generación Perú
Enel Generación Piura
Enel Green Power Brasil participacoes Ltda
Enel Green Power Cachoeira Dourada
Enel Green Power Chile Ltda
Enel Green Power Costa Rica
Enel Green Power Espana
Enel Green Power Guatemala
Enel Green Power Hellas
Enel Green Power India Privated Limited
Enel Green Power Mexico S de RL de CV
Enel Green Power North America Development LCC
Enel Green Power Panama
Enel Green Power Romania
Enel Green Power RSA (Pty)
Enel Green Power SpA
Enel Green Power Volta Grande
Enel Produzione IT
Enel Servizi