



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

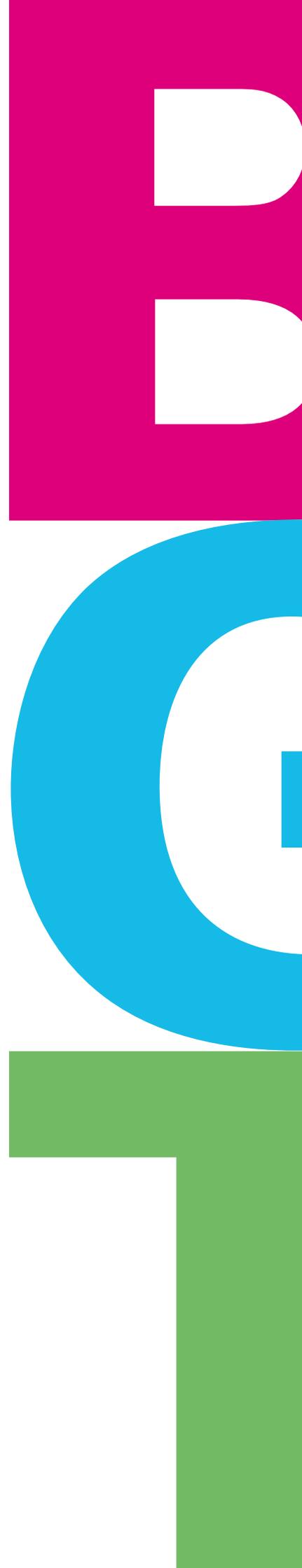
WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE
AL 30 SETTEMBRE 2020





RESOCONTO
INTERMEDIO
DI GESTIONE
AL 30 SETTEMBRE 2020





1.



Relazione sulla gestione

5

Enel is Open Power	6
Highlights	8
Premessa	9
Modello organizzativo di Enel	10
Scenario di riferimento	12
- Andamento dei principali indicatori di mercato	12
- Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2020	14
- I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale	16
Fatti di rilievo del terzo trimestre 2020	18
Risultati economici del Gruppo e dati operativi	25
Analisi della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo	37
Risultati economici per area di attività	42
- Generazione Termoelettrica e Trading	49
- Enel Green Power	55
- Infrastrutture e Reti	63
- Mercati finali	69
- Enel X	73
- Servizi e Altro	77
Definizione degli indicatori di performance	79
Prevedibile evoluzione della gestione	81

2.



Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020

83

Conto economico consolidato sintetico	85
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	86
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	87
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	88
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	90
Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020	91
Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 <i>bis</i> , comma 2 del decreto legislativo n. 58/1998	124

BB

GG

RR

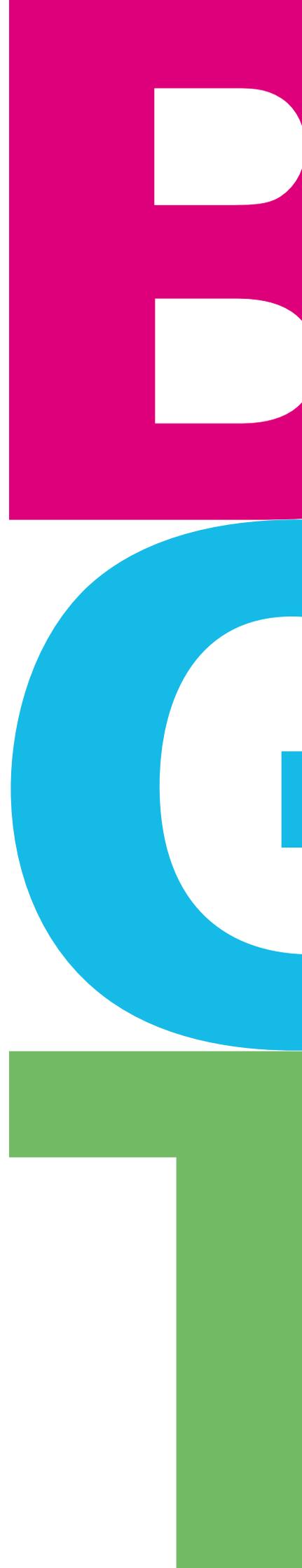
RR

RR

RR

RR

RR



1. RELAZIONE SULLA GESTIONE

Enel is Open Power

Posizionamento

Open Power

Purpose

Open Power for
a brighter future.
We empower
sustainable progress.

Missione

- Apriamo l'accesso all'energia a più persone.
- Apriamo il mondo dell'energia alle nuove tecnologie.
- Ci apriamo a nuovi usi dell'energia.
- Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente.
- Ci apriamo a nuove partnership.

Visione
Open Power per risolvere
alcune tra le più grandi
sfide del nostro mondo.

Valori

- Fiducia
- Proattività
- Responsabilità
- Innovazione

Comportamenti

- Prende decisioni nell'attività quotidiana e se ne assume le responsabilità.
- Condivide le informazioni mostrandosi collaborativo e aperto al contributo degli altri.
- Mantiene gli impegni presi, portando avanti le attività con determinazione e passione.
- Modifica velocemente le sue priorità se cambia il contesto.
- Porta i risultati puntando all'eccellenza.
- Adotta e promuove comportamenti sicuri e agisce proattivamente per migliorare le condizioni di salute, sicurezza e benessere.
- Si impegna per l'integrazione di tutti, riconoscendo e valorizzando le differenze individuali (cultura, genere, età, disabilità, personalità ecc.).
- Nel suo lavoro è attento ad assicurare la soddisfazione dei clienti e/o dei colleghi, agendo con efficacia e velocità.
- Propone nuove soluzioni e non si arrende di fronte a ostacoli o insuccessi.
- Riconosce il merito dei colleghi e dà feedback che ne migliorano il contributo.

Highlights

Primi nove mesi

SDG	2020	2019	Variazione
Ricavi (milioni di euro) ⁽¹⁾	48.050	59.332	-19,0%
Margine operativo lordo (milioni di euro)	12.705	13.209	-3,8%
Margine operativo lordo ordinario (milioni di euro)	13.146	13.268	-0,9%
Risultato netto del Gruppo (milioni di euro)	2.921	813	259,3%
Risultato netto del Gruppo ordinario (milioni di euro)	3.593	3.295	9,0%
Indebitamento finanziario netto (milioni di euro)	48.953	45.175 ⁽²⁾	8,4%
Cash flow da attività operativa (milioni di euro)	6.560	7.671	-14,5%
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (milioni di euro)	6.563	6.589 ⁽²⁾	-0,4%
Potenza efficiente netta installata totale (GW)	83,5	84,3 ⁽²⁾	-0,9%
7 Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	43,7	42,1 ⁽²⁾	3,8%
7 Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	52,3%	50,0% ⁽²⁾	4,6%
7 Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	1,52	1,20	26,7%
Produzione netta di energia elettrica (TWh)	152,4	174,3	-12,6%
7 Produzione netta di energia elettrica rinnovabile (TWh)	77,6	72,0	7,7%
9 Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.229.301	2.219.008 ⁽²⁾	0,5%
9 Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽⁴⁾	357,2	379,6	-5,9%
Utenti finali (n.) ⁽⁵⁾	74.294.733	73.738.080	0,8%
9 Utenti finali con smart meter attivi (n.)	44.943.498	44.345.840	1,3%
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽⁶⁾	222,0	242,2	-8,3%
Clienti retail (n.) ⁽⁵⁾	69.894.578	70.690.514	-1,1%
- di cui mercato libero	23.224.726	22.810.889	1,8%
11 Storage (MW)	122,0	110,0 ⁽²⁾	10,9%
11 Punti di ricarica (n.)	95.435	69.691	36,9%
11 Demand Response (MW)	5.945	6.144	-3,2%
N. dipendenti	66.735	68.253 ⁽²⁾	-2,2%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

(2) Dati al 31 dicembre 2019.

(3) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2019.

(4) I dati del 2019 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

(5) I dati del 2019 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

(6) I volumi contengono anche le vendite a grandi cliente effettuate dalle società di generazione in America Latina; il dato 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2020 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 *ter*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, con la precisazione riportata nel paragrafo successivo, e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo.

L'art. 154 *ter*, comma 5, del Testo Unico della Finanza, così come modificato dal decreto legislativo n. 25/2016, non richie-

de più agli emittenti la pubblicazione di un resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio. Tale norma demanda alla CONSOB la facoltà di imporre agli emittenti stessi, all'esito di un'apposita analisi di impatto e mediante proprio regolamento, l'obbligo di pubblicare informazioni finanziarie periodiche aggiuntive rispetto alla relazione finanziaria annuale e alla relazione finanziaria semestrale. In considerazione di quanto precede, Enel continua a pubblicare su base volontaria il resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre di ciascun esercizio, al fine di soddisfare le aspettative degli investitori e in linea con le consolidate best practice dei principali mercati finanziari, e tenuto conto altresì degli obblighi di reportistica su base trimestrale di alcune rilevanti società controllate quotate.

Modello organizzativo di Enel

La struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in una matrice che considera:

Linee di Business Globali

Alle Linee di Business Globali è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Linee di Business è affidato, inoltre, il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo, avvalendosi anche di uno specifico Comitato per gli Investimenti¹, beneficia di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie Linee di Business. Ogni singolo progetto viene valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo che rispondono alle rinnovate linee strategiche integrando in modo esplicito gli obiettivi SDG all'interno della strategia economico-finanziaria e promuovendo un modello di business low carbon. Inoltre, ogni Linea di Business contribuisce a guidare la leadership di Enel nella transizione energetica e nella lotta al cambiamento climatico attraverso la gestione dei relativi rischi e opportunità per il proprio perimetro di competenza. Nel 2019 è nata Global Power Generation dalla fusione di Enel Green Power e Global Thermal Generation per confermare il ruolo di guida del Gruppo Enel nella transizione energetica, attraverso un processo integrato di decarbonizzazione e sviluppo sostenibile di capacità rinnovabile. Inoltre, è stato lanciato il progetto Grid Blue Sky, che ha come obiettivi l'innovazione e digitalizzazione delle infrastrutture e reti per renderle un fattore abilitante per il raggiungimento degli obiettivi Climate Action, grazie alla progressiva trasformazione di Enel in un gruppo platform-based.

Regioni e Paesi

Alle Regioni e Paesi è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, le Regioni e Paesi hanno il compito di promuovere la decarbonizzazione e guidare la transizione energetica verso un modello di business low carbon all'interno delle aree di responsabilità. Nel 2019 si è rivisto l'assetto geografico del Gruppo in America con l'apertura della Regione Nord America e la confluenza in quest'ultima del Messico, e l'integrazione di Costa Rica, Guatemala e Panama nella Regione America Latina.

A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

Funzioni Globali di Servizio

Alle Funzioni Globali di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information & communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo. Inoltre, esse sono responsabili dell'adozione dei criteri di sostenibilità nella gestione della catena di fornitura e dello sviluppo di soluzioni digitali per supportare lo sviluppo di tecnologie abilitanti la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico.

Funzioni di Holding

Alle Funzioni di Holding è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo. In particolare, la Funzione Administration, Finance and Control è anche responsabile di consolidare l'analisi dello scenario e della gestione del processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e dell'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

(1) Il Comitato per gli Investimenti di Gruppo, è composto dai responsabili di Administration, Finance and Control, Innovability, Legal and Corporate Affairs, Global Procurement, delle Regioni e dai direttori delle Linee di Business.

C

Enel Group Chairman
M. Crisostomo

CEO

Enel Group CEO
F. Starace

HLD

HOLDING FUNCTION

Administration, Finance and Control
A. De Paoli

People and Organization
F. Di Carlo

Communications
R. Deambrogio

Legal and Corporate Affairs
G. Fazio

Innovability
E. Ciorra

Audit
S. Fiori

Global Procurement
S. Bernabei

Global Digital Solutions
C. Bozzoli

CR

COUNTRY AND REGION

Italy | **C. Tamburi**

Iberia | **J. D. Bogas Gálvez**

Europe | **S. Mori**

Africa, Asia and Oceania | **A. Cammisecra**

North America | **E. Viale**

Latin America | **M. Bezzeccheri**

GBL

GLOBAL BUSINESS LINE

Global Infrastructure and Networks

L. Gallo

Global Trading

C. Machetti

Global Power Generation

A. Cammisecra

Enel X

F. Venturini

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

	Primi nove mesi		
	2020	2019	Variazione
Indicatori di mercato			
Prezzo medio del greggio ICE Brent (\$/bbl)	42,6	64,7	-34,2%
Prezzo medio CO ₂ (€/t)	23,8	24,8	-4,1%
Prezzo medio del carbone (\$/t CIF ARA) ⁽¹⁾	47,4	62,5	-24,1%
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	7,6	13,9	-45,6%
Cambio medio dollaro USA per euro	1,12	1,12	-
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,32%	-0,29%	10,3%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Durante i primi nove mesi del 2020 il calo del riferimento Brent si attesta a oltre 20 \$/bbl rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Durante il terzo trimestre 2020 il mercato ha continuato la graduale ripresa iniziata nel mese di maggio, trainato sia dal lento recupero della domanda sia dai continui tagli alla produzione da parte dei principali Paesi produttori appartenenti a OPEC+.

I prezzi del Brent si sono attestati in media al di sopra dei 41 \$/bbl, arrivando a 45 \$/bbl nel mese di agosto.

I prezzi del gas naturale, in costante calo durante il primo semestre 2020, sia per le temperature più miti nei primi mesi del 2020 sia per lo shock sulla domanda indotto dal COVID-19 a partire da aprile, hanno intrapreso un timido trend al rialzo nel terzo trimestre 2020, quasi esclusivamente concentrandosi nel mese di settembre. Tuttavia, le previsioni al ribasso sulla domanda globale di gas nel 2020 e le permanenti condizioni

di surplus lato offerta, con stoccaggi al limite della capacità in quasi tutti i principali Paesi, forniranno poco spazio di crescita ulteriore ai prezzi nei prossimi mesi.

Se confrontiamo le performance dall'inizio dell'anno delle principali commodity si può notare che la CO₂ è tra le poche variabili energetiche a mostrare una maggior resilienza al ribasso, registrando una diminuzione del prezzo del 4,1% rispetto al 2019. Petrolio e gas naturale (PSV), invece, mostrano cali decisamente più marcati, rispettivamente del 34,2% e del 45,6%.

Nel terzo trimestre le prospettive del mercato Emissions Trading System (ETS) per il 2020 si sono rafforzate grazie al maggior commitment da parte dell'Unione Europea in merito ai nuovi target emissivi e ciò ha generato un graduale e costante aumento del prezzo, facendo registrare un +29% in media rispetto al trimestre precedente.

Variazione dell'indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	Primi nove mesi		
	2020	2019	Variazione
Italia	(0,03)	0,75	(0,78)
Spagna	(0,18)	0,88	(1,06)
Russia	3,08	4,82	(1,74)
Argentina	43,66	53,37	(9,71)
Brasile	2,91	3,86	(0,95)
Cile	3,11	2,46	0,65
Colombia	2,82	3,41	(0,59)
Perù	1,79	2,22	(0,43)

Tassi di cambio

	Primi nove mesi		
	2020	2019	Variazione
Euro/Dollaro statunitense	1,12	1,12	0,1%
Euro/Sterlina britannica	0,89	0,88	0,2%
Euro/Franco svizzero	1,07	1,12	-4,5%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	107,55	109,14	-1,5%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,35	1,33	1,8%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,48	1,43	3,5%
Dollaro statunitense/Rublo russo	70,99	65,05	9,1%
Dollaro statunitense/Peso argentino	67,51	44,47	51,8%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,07	3,89	30,5%
Dollaro statunitense/Peso cileno	802,34	685,91	17,0%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	3.706,35	3.241,28	14,3%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,46	3,33	4,0%
Dollaro statunitense/Peso messicano	21,80	19,25	13,3%
Dollaro statunitense/Lira turca	6,74	5,64	19,5%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	74,23	70,14	5,8%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	16,75	14,36	16,6%

Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2020

Andamento economico

Malgrado l'attuale contesto globale caratterizzato dalla pandemia da COVID-19 che tenderà a perdurare anche nel 2021, il terzo trimestre 2020 ha evidenziato un decisivo rimbalzo dell'economia, ma quest'ultima è contraddistinta da velocità diverse di ripresa tra Paesi. Il quadro globale continua infatti a essere influenzato da incertezza e ostacoli alla ripresa derivanti dall'evoluzione della pandemia, il cui recente riacutizzarsi, accompagnato da nuove e ulteriori restrizioni alla mobilità e al commercio, può deteriorare l'outlook economico del breve-medio periodo.

Il terzo trimestre 2020 ha rappresentato una fase di recupero dopo mesi di recessione senza precedenti. A livello globale, ciò ha comportato un periodo prolungato di bassa inflazione e bassi tassi di interesse reali. Questi nove mesi del 2020 hanno di fatto testimoniato una forte attività delle banche centrali che hanno ricoperto un ruolo primario nella risposta alla pandemia da COVID-19. La maggior parte di esse ha infatti orientato la politica monetaria verso misure ultra-accomodanti per favorire investimenti e consumi. Ad accompagnare le misure convenzionali, molte banche centrali hanno ampliato la dimensione e l'orizzonte temporale del programma di acquisti titoli iniettando nei mercati ampi volumi di liquidità a basso costo. I recenti annunci dei policy maker indicano che tali strategie proseguiranno fino a quando la pandemia non sarà scongiurata.

Nell'Eurozona la ripresa della mobilità e la riapertura degli esercizi commerciali ha permesso un recupero a doppia cifra del PIL nel terzo trimestre. Tuttavia tale ripresa è prevista solo come momentanea a causa di nuove misure restrittive introdotte dai Governi per contenere la seconda ondata di contagi che sta travolgendo tutto il continente.

Similmente, negli Stati Uniti il PIL del terzo trimestre 2020 su base trimestrale verso il trimestre precedente (più del 7%) ha mostrato un recupero parziale di crescita rispetto ai livelli pre-pandemia. Gli Stati Uniti sono stati protagonisti di una forte ripresa delle attività nel terzo trimestre, con un aumento del PIL intorno al 33% su base trimestrale annualizzata. Tale recupero è stato supportato da massicci interventi di carattere fiscale e monetario. Ci si attende però un rallentamento negli ultimi mesi dell'anno legato a possibili nuove ondate

pandemiche e incertezza sull'esito delle elezioni americane.

Ad agosto la Federal Reserve ha modificato la propria "guidance", fissando le proprie decisioni di politica monetaria a un obiettivo medio di inflazione (Average Inflation Target, AIT). Ciò ha ridotto le aspettative sul mercato monetario di una stretta dei tassi nei prossimi anni e causato un indebolimento del biglietto verde. Il mercato ora attende tassi di interesse immutati fino al 2024. Resta importante l'esito delle elezioni presidenziali che continuano a disseminare incertezza nei mercati, aumentando la volatilità sui cambi.

Per quanto riguarda l'economia italiana, dopo un crollo del PIL del 13% su base trimestrale, essa ha avuto un recupero nel terzo trimestre superiore alle attese, registrando una crescita del 16,1%. Il risultato è principalmente imputabile alla forte performance del comparto industriale, stimolato dalle riaperture. Tuttavia, la nuova ondata dei contagi, la reintroduzione delle misure restrittive da parte del Governo e il peggioramento del clima di fiducia degli operatori di mercato indicano già un nuovo rallentamento nel trimestre in corso. Per combattere la crisi economica il Governo sta varando nuovi stimoli fiscali; si stima un deficit annuale e un debito pubblico rispettivamente intorno al 12% e al 160% del PIL nel 2020. La politica monetaria della BCE continuerà ad allontanare timori sulla stabilità finanziaria del Paese grazie a bassi tassi di interesse e all'espansione del programma di acquisto di titoli già nel prossimo meeting di dicembre, che rimarrà sbilanciato sempre a favore dei Paesi periferici più colpiti dalla pandemia.

La Spagna è stata l'economia più colpita nell'Eurozona, principalmente a causa della sua struttura economica fortemente orientata ai servizi e del peso del settore turistico. Nel terzo trimestre si è registrato un rimbalzo fisiologico di oltre il 16% dopo il crollo dell'economia nel secondo trimestre (-17,8% su base trimestrale). Tuttavia, il forte rallentamento del settore dei servizi a settembre e il ripristino delle misure restrittive indicano già un attenuamento della ripresa negli ultimi mesi dell'anno. Il mercato del lavoro rimane debole con oltre 800mila lavoratori interessati da schemi di incentivazione nazionali "forlough scheme". Il settore turistico (12% del PIL) rimane la grossa incognita, in calo del 72% su base annuale nei primi sette mesi del 2020.

La Russia ha visto una ripresa lenta, registrando una crescita nel terzo trimestre 2020 che ha portato i relativi valori al -4,4% su base annuale rispetto al -8% del secondo trimestre. Tensioni geopolitiche e un deterioramento delle condizioni macroeconomiche hanno portato a una svalutazione del rublo del 13% rispetto a giugno. Questo ha costretto la banca centrale del Paese a interrompere il ciclo espansionistico intrapreso, lasciando il tasso di rifinanziamento al 4,25%.

In America Latina, il Brasile si sta avviando verso una ripresa consistente e ci sono segnali incoraggianti di contenimento del virus. La ripresa sarà trainata principalmente dai consumi privati grazie ai massicci stimoli al consumo approvati dal Governo (*i.e.*, "corona voucher"). Tuttavia, l'alto tasso di disoccupazione e la fine del programma di supporto reddituale alle famiglie "corona voucher", in scadenza il 31 dicembre, creano ora qualche dubbio sulla durata di tale ripresa. L'inflazione a settembre ha subito un aumento (3,1% su base annuale) a causa dell'incremento dei prezzi dei beni importati (connesso alla svalutazione del real) e dell'aumento della componente servizi. Tuttavia, il livello dei prezzi rimarrà molto contenuto e al di sotto del livello target della banca centrale nel suo orizzonte previsionale.

La ripresa economica in Argentina ha perso slancio per via del ripristino di nuove misure restrittive localizzate. Nonostante il forte rimbalzo avvenuto nel terzo trimestre per l'attività economica, il PIL è previsto tornare al livello pre-pandemia solo per fine 2023.

Dopo una delle peggiori performance della storia dell'economia cilena (PIL al -13% su base trimestrale nel secondo trimestre), la riapertura delle attività e il ripristino della mobilità ha consentito un parziale recupero del PIL (+6% su base trimestrale) nel terzo trimestre. Tuttavia nell'ultimo mese si sono iniziati a intravedere segnali di rallentamento. Ad agosto l'indicatore precursore del PIL è salito del 2,8% su base mensile, ben al di sotto delle aspettative (4-6%), nonostante il forte

incremento delle vendite al dettaglio. L'inflazione a settembre ha invertito il trend in decelerazione, in seguito all'aumento dei prezzi alimentari e dei beni importati, nonostante il rafforzamento del peso, attestandosi al 3,1% su base annuale. Il persistente gap economico e il deterioramento del mercato del lavoro dovrebbero attenuare nuovamente la pressione sui prezzi, attesi in calo per la fine dell'anno. La recessione economica e i livelli contenuti dei prezzi manterranno un approccio espansivo da parte della banca centrale nel medio periodo. Il recente voto popolare favorevole a una nuova Costituzione rappresenta un ulteriore fattore di incertezza per la stabilità politica e la volatilità dei mercati.

Il Perù è stata una delle nazioni più colpite economicamente dalla pandemia (nel secondo trimestre il PIL si è contratto del 30% su base annuale), con un PIL atteso in calo al -12,5% su base annuale nel 2020. Tuttavia, i forti stimoli fiscali e monetari messi in campo dal Governo e dalla banca centrale dovrebbero consentire un recupero dei livelli economici pre-pandemia solo nel medio periodo. La situazione politica rimane instabile e le elezioni presidenziali previste nel 2021 possono rappresentare un ulteriore fattore di incertezza.

Nell'ultimo mese le prospettive economiche in Colombia sono migliorate significativamente in termini di indicatori di attività reale. La "quarantena selettiva" ha consentito una importante ripresa della mobilità e di conseguenza dei consumi (principalmente servizi) che dovrebbero ora sostenere la ripresa nell'ultima parte dell'anno. Dopo il crollo dell'economia nel secondo trimestre, l'indice di attività mensile (ISE) di luglio ha registrato un robusto aumento del 2,6% su base mensile, a seguito dell'aumento del 5,4% di giugno. I dati consuntivi riferiti al terzo trimestre 2020 registrano un aumento del PIL del 9,5%. La debolezza del mercato del lavoro rimane però uno dei principali fattori di rischio, con l'occupazione inferiore di circa il 20% rispetto al livello pre-pandemico. Tale situazione potrebbe compromettere la ripresa prevista nel medio termine.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre		GWh		Primi nove mesi		
2020	2019	Variazione		2020	2019	Variazione
82	84	-2,4%	Italia	225	242	-7,0%
62	64	-3,1%	Spagna	176	187	-5,9%
15	15	-	Romania	43	46	-6,5%
177	184	-3,8%	Russia	566	587	-3,6%
35	35	-	Argentina	100	100	-
145	143	1,4%	Brasile	431	442	-2,5%
19	20	-5,0%	Cile	58	58	-
18	18	-	Colombia	52	54	-3,7%
12	13	-7,7%	Perù	36	39	-7,7%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi nove mesi del 2020 si è assistito a una riduzione complessiva della domanda di energia in tutti i principali Paesi di presenza del Gruppo, sebbene per Italia e Spagna il terzo trimestre abbia dato timidi segnali di ripresa con valori in linea a quelli degli stessi mesi del 2019; ciò ha quindi mitigato la caduta della domanda rispetto al 2019, che si è attestata a un -7,0% per l'Italia e a un -5,9% per la Spagna. Le ragioni di questa ripresa sono da imputare a gradualità allentamenti dei lockdown in questi Paesi e nella conseguente ripresa delle attività

produttive. Meno marcata è stata invece la ripresa nei Paesi dell'Est Europa, dove si è registrato un decremento del 3,6% in Russia e del 6,5% in Romania rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda elettrica è risultata per i primi nove mesi del 2020 allineata a quella dell'anno precedente per l'Argentina e il Cile, mentre il Brasile ha registrato un calo del 2,5%, la Colombia del 3,7%, e il Perù, il Paese più impattato in termini di domanda elettrica, ha registrato un calo del 7,7%.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2020 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2020 - 3Q 2019	Prezzo medio peakload 3Q 2020 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2020 - 3Q 2019
Italia	42,4	-16,7%	48,6	-13,3%
Spagna	37,6	-17,0%	39,9	-18,5%
Russia	14,3	-14,7%	16,4	-14,5%
Brasile	14,7	-66,8%	27,9	-55,3%
Cile	27,1	-37,3%	51,0	-15,2%
Colombia	36,7	-19,0%	58,1	-43,7%

In Europa i prezzi dell'energia elettrica sono risultati in media più bassi rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, rispettivamente -16,7% in Italia, -17,0% Spagna, e -14,7% in Russia.

Il calo dei prezzi è stato decisamente più marcato in America Latina, in cui si osserva un decremento del 66,8% in Brasile, del 37,3% in Cile e del 19,0% in Colombia.

Domanda di gas naturale

3° trimestre			Miliardi di m ³		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
13	14	(1)	-7,1%	Italia	49	54	(5)	-9,3%
8	8	-	-	Spagna	23	25	(2)	-8,0%

La domanda di gas naturale in Italia nel terzo trimestre 2020 si attesta a 13 miliardi di metri cubi, in calo del 7,1% rispetto all'anno precedente, mentre in Spagna risulta invariata e pari a 8 miliardi di metri cubi. L'andamento nei primi nove mesi dell'anno resta negativo in entrambi i Paesi.

Domanda di gas naturale in Italia per settore

3° trimestre			Miliardi di m ³		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
3	3	-	-	Reti di distribuzione	20	22	(2)	-9,1%
3	3	-	-	Industria	10	11	(1)	-9,1%
7	8	(1)	-12,5%	Termoelettrico	18	20	(2)	-10,0%
-	-	-	-	Altro ⁽¹⁾	1	1	-	-
13	14	(1)	-7,1%	Totale	49	54	(5)	-9,3%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

Focalizzando l'attenzione sui singoli settori si può notare come durante il terzo trimestre 2020 il termoelettrico registri una forte riduzione pari al -12,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Durante i primi nove mesi dell'anno il calo generalizzato del 9,3% riguarda tutti i settori, dovuto principalmente a temperature più miti rispetto allo scorso anno e al rallentamento dell'attività economica, che ha portato la domanda dei settori termoelettrico e industriale ad avere il calo più pronunciato (10,0% e 9,1% rispettivamente).

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2020

Enel raggiunge il 64,9% del capitale sociale di Enel Chile

In data 7 luglio 2020 Enel SpA ha annunciato di aver incrementato la propria partecipazione nella controllata cilena Enel Chile SA (Enel Chile) fino al 64,9% del capitale sociale, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap stipulate a dicembre 2019 con un istituto finanziario per l'acquisizione fino al 3% del capitale sociale di Enel Chile, annunciate a suo tempo al mercato.

Le operazioni sopra indicate, finanziate dai flussi di cassa della gestione corrente, sono in linea con l'obiettivo annunciato dal Gruppo Enel di incrementare la propria partecipazione azionaria nelle società del Gruppo che operano in Sud America, riducendo così la presenza delle minoranze azionarie.

Enel accelera la transizione energetica verso la decarbonizzazione

Enel, nel suo ruolo di leader nella transizione energetica, ha posto al centro della propria strategia la decarbonizzazione e la crescita delle rinnovabili nel mondo. Il Piano Strategico 2020-2022 prevede un significativo incremento della capacità installata da fonti rinnovabili, dagli attuali 46 GW a 60 GW a fine 2022, e la progressiva riduzione della capacità e della produzione da carbone; in particolare, è previsto che tale capacità si riduca di oltre il 40% al 2022 rispetto al 2019. Al fine di gestire in maniera integrata il parco di generazione rinnovabile e termica nel mondo e guidarne e accelerarne la trasformazione, Enel ha creato nel 2019 una nuova Linea di Business. In tale contesto, in data 2 luglio 2020, Enel ha avviato la ristrutturazione delle attività derivanti dal processo di transizione energetica che coinvolgerà gli impianti di generazione da fonti termiche nelle geografie in cui il Gruppo opera. La

conseguente revisione dei processi e dei modelli operativi richiederà cambiamenti di ruoli e competenze dei dipendenti che il Gruppo intende attuare con piani altamente sostenibili basati su programmi di redeployment, con importanti piani di upskilling e reskilling e con il raggiungimento di accordi volontari individuali di prepensionamento che coinvolgeranno circa 1.300 persone nel mondo.

Il Gruppo definirà e avvierà tali iniziative nel corso dei prossimi due anni, sostenendo un onere non ricorrente stimato di circa 0,4 miliardi di euro.

Il piano di ristrutturazione sarà attuato secondo modalità e tempi differenti nei diversi Paesi di presenza, avviando le opportune interlocuzioni con le comunità locali e le competenti istituzioni e parti sociali.

Enel Green Power inizia la costruzione del suo primo progetto rinnovabili + storage in Nord America

In data 21 luglio 2020 Enel Green Power ha iniziato la costruzione del sito a energia solare + storage a Lily, in Texas, il suo

primo progetto ibrido in Nord America che integra un impianto a energia rinnovabile con lo stoccaggio a batteria utility-scale.

Enel avvia un programma di acquisto di azioni proprie legato alla sostenibilità, a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine

In data 29 luglio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 e nel rispetto dei relativi termini già comunicati al mercato, ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un numero di azioni pari a 1,72 milioni (il "Programma"), equivalenti a circa lo 0,017% del capitale sociale di Enel.

Il Programma, la cui durata si protrarrà dal 3 settembre al 7 dicembre 2020, è a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile ("Piano LTI 2020"), anch'esso approvato dall'Assemblea del 14 maggio 2020.

Ai fini dell'esecuzione del Programma, Enel ha conferito un incarico a un intermediario abilitato che adotterà le decisioni in merito agli acquisti in piena indipendenza. In linea con l'impegno di Enel per un modello di sviluppo sostenibile, il prezzo di acquisto delle azioni dall'intermediario sarà legato al raggiungimento dell'obiettivo di performance del Piano LTI

2020 rappresentato dal rapporto tra la capacità installata netta consolidata da fonti rinnovabili e la capacità installata netta consolidata totale a fine 2022.

In attuazione di tale programma, nel periodo compreso tra il 3 e il 4 settembre 2020 Enel SpA ha proceduto ad acquistare n.107.114 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,5869 euro per azione, per un controvalore complessivo di 812.672,723 euro. Successivamente, nel periodo compreso tra il 21 e il 25 settembre 2020, ha acquistato ulteriori n. 412.089 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,3589 euro per azione, per un controvalore complessivo di 3.032.537,478 euro.

Dall'inizio del Programma Enel ha acquistato n. 1.010.100 azioni proprie (pari allo 0,009935% del capitale sociale), per un controvalore complessivo di 7.529.625,474 euro. Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel detiene complessivamente al 25 settembre 2020 n. 2.559.252 azioni proprie, pari allo 0,025173% del capitale sociale.

Enel X amplia ulteriormente la sua rete di ricarica raggiungendo i 50mila punti disponibili in tutta Europa

In data 7 agosto 2020 Enel X amplia la sua rete di ricarica per veicoli elettrici comunicando di aver superato i 50mila punti di ricarica pubblici, con un incremento significativo rispetto ai 30mila già disponibili all'inizio di giugno, avviando l'interoperabilità tramite eRoaming con il charging point operator nordeuropeo Last Mile Solutions e anche con gli operatori has-to-be ed E.ON. Nell'ambito della piattaforma e-mobility Hubject,

questo progresso consente oggi ai clienti dell'app Enel X JuicePass di ricaricare i propri veicoli senza dover attivare nuovi contratti, nei punti di ricarica gestiti da Last Mile Solutions, has-to-be ed E.ON, su una rete di circa 20mila colonnine aggiuntive di ricarica in Austria, Belgio, Svizzera, Germania e Paesi Bassi.

Enel raggiunge il 65% del capitale sociale di Enel Américas

In data 18 agosto 2020 Enel SpA ha incrementato la propria partecipazione nella controllata cilena Enel Américas SA fino al 65% del capitale sociale, a seguito del regolamento di due

operazioni di share swap stipulate ad aprile 2020 con un istituto finanziario per l'acquisizione fino al 2,7% del capitale sociale di Enel Américas, annunciate a suo tempo al mercato.

Le operazioni sopra indicate sono in linea con l'obiettivo annunciato dal Gruppo Enel di incrementare la propria partecipazione azionaria nelle società del Gruppo che operano

in Sud America, riducendo così la presenza delle minoranze azionarie.

Enel emette obbligazioni ibride perpetue

In data 1° settembre 2020 Enel SpA ha lanciato con successo sul mercato europeo l'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo denominato in euro e destinato a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 600 milioni di euro. L'operazione ha ricevuto richieste in esubero per più di sei volte l'offerta, per un ammontare superiore a 3,7 miliardi di euro.

Contestualmente, Enel ha lanciato un'offerta volontaria non

vincolante per il riacquisto e la successiva cancellazione delle obbligazioni ibride con scadenza 2076 e aventi un importo pari a 500 milioni di sterline, con l'obiettivo di riacquistare un ammontare complessivo pari a 200 milioni di sterline. A chiusura dell'operazione sono state riacquistate per cassa le obbligazioni ibride proprie per un ammontare nominale complessivo pari a 250 milioni di sterline.

Pervenuta offerta vincolante da parte di Macquarie per il 50% di OpEn Fiber

In data 17 settembre 2020 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA è stato informato della avvenuta ricezione dell'offerta vincolante inviata da Macquarie Infrastructure & Real Assets (di seguito, MIRA) per l'acquisto del 50% del capitale di OpEn Fiber SpA, posseduto da Enel.

Tale offerta prevede il riconoscimento di un corrispettivo pari a circa 2.650 milioni di euro, al netto dell'indebitamento, per

l'acquisto della partecipazione sopra indicata, con meccanismi di aggiustamento ed earn out.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha preso atto dell'informativa ricevuta, rimanendo in attesa di essere aggiornato circa i dettagli che dovessero emergere a valle delle necessarie attività di approfondimento con MIRA sui contenuti dell'offerta pervenuta.

Il Gruppo Enel avvia la riorganizzazione delle attività rinnovabili in Centro e Sud America

In data 22 settembre 2020 Enel SpA ha informato che il Consiglio di Amministrazione della sua controllata quotata cilena Enel Américas SA ha deliberato di avviare il processo funzionale all'approvazione di una fusione intesa a realizzare una riorganizzazione delle partecipazioni societarie del Gruppo Enel, con l'obiettivo di integrare in Enel Américas le attività rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Centro e Sud America (escluso il Cile). L'operazione, coerente con gli obiettivi strategici di Enel, consente un'ulteriore semplificazione della struttura societaria del Gruppo e allinea la struttura del business di Enel Américas al resto del Gruppo.

La riorganizzazione societaria prevede l'integrazione in Enel Américas degli attuali asset rinnovabili non convenzionali del Gruppo Enel in Argentina, Brasile, Colombia, Costa Rica,

Guatemala, Panama e Perù, attraverso una serie di operazioni che si concluderanno con una fusione di tali asset in Enel Américas. Tale fusione, comportando un aumento della partecipazione di Enel in Enel Américas, richiederà una modifica dello Statuto sociale di quest'ultima da parte dell'Assemblea degli azionisti per rimuovere le limitazioni esistenti in base alle quali un singolo azionista non può detenere più del 65% dei diritti di voto. Tale Assemblea sarà inoltre chiamata ad approvare la fusione come operazione con parti correlate, ai sensi della normativa cilena di riferimento.

Enel ha espresso a Enel Américas, in via preliminare, un parere favorevole sulla suddetta riorganizzazione, a condizione che quest'ultima:

> sia effettuata a termini e condizioni di mercato;

> assicurarsi una posizione finanziaria di Enel Américas che sostenga lo sviluppo futuro del business delle energie rinnovabili nonché le prospettive di crescita di tale società.

Tale preliminare parere favorevole è subordinato alla valuta-

zione da parte di Enel dei termini e delle condizioni definitive che saranno sottoposte all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti di Enel Américas.

Funac e beneficio fiscale ICMS

In data 5 febbraio 2019 è stata promulgata la legge n. 20416 con la quale lo Stato di Goiás ha ridotto dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività sia del fondo Funac (creato per la legge n. 17555 del 20 gennaio 2012) sia del sistema di beneficio fiscale (creato per la legge n. 19473 del 3 novembre 2016) e che permetteva a Celg Distribuição SA (Celg-D, oggi Enel Distribuição Goiás) di compensare gli obblighi di pagamento dell'ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (imposta sulla circolazione di beni e servizi). Il 25 febbraio 2019 Celg-D ha impugnato la legge n. 20416 dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás attraverso una domanda ("writ of mandamus") con una contestuale richiesta di sospensione cautelare che è stata respinta in via preliminare in data 26 febbraio 2019. Celg-D ha presentato appello avverso questa decisione che è stato accolto dal Tribunale dello Stato di Goiás in data 11 giugno 2019. In data 1° ottobre 2019 lo stesso Tribunale dello Stato di Goiás ha emesso un'ordinanza con la quale ha revocato la misura cautelare precedentemente concessa in favore di Celg-D e, pertanto, gli effetti della legge sono stati ripristinati a partire da tale data. Avverso tale decisione Celg-D ha presentato ricorso sostenendo che il diritto alla garanzia dei crediti fiscali ha un fondamento sia legale sia contrattuale e che, pertanto, risultano palesemente illegittime le azioni che lo Stato di Goiás ha posto in essere allo scopo di sospendere integralmente l'applicazione di tali leggi. In data 2 ottobre 2019 il ricorso presentato da Celg-D è stato rigettato. Il 21 novembre 2019 Celg-D ha impugnato questa decisione dinanzi al Superior Tribunal de Justiça (STJ). Il 27 febbraio 2020 il Tribunal de Justiça (TJ) ha dichiarato inammissibile il ricorso di Celg-D che ha impugnato questa decisione dinanzi al STJ in data 5 maggio 2020 e il procedimento è in corso di svolgimento. Inoltre, è importante sottolineare che la copertura del fondo Funac è prevista contrattualmente nell'ambito dell'accordo per l'acquisizione di Celg-D da parte di Enel Brasil SA.

In data 26 aprile 2019 è stata promulgata la legge n. 20468 con la quale lo Stato di Goiás ha revocato integralmente il sistema di beneficio fiscale sopra menzionato. In data 5 maggio 2019 Celg-D ha presentato una domanda giudiziale ordinaria e una contestuale richiesta di sospensione cautelare nei confronti dello Stato di Goiás per contestare la suddetta legge. Il 16 settembre 2019 il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato la domanda cautelare, sul presupposto dell'assenza dei requisiti cautelari in materia di "*periculum in mora*". Il 26 settembre 2019 Celg-D ha presentato appello (*agravo de instrumento*) dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás contro la decisione che ha rigettato la concessione della misura cautelare, sostenendo che la revoca della legge in materia di crediti fiscali è incostituzionale nella misura in cui tali crediti sono stati stabiliti in conformità alla legge applicabile e costituiscono diritti acquisiti. Nell'ambito dello stesso procedimento di appello, lo Stato di Goiás ha avviato un'azione per contestare l'ammissibilità della domanda di Celg-D che è stata preliminarmente accolta e successivamente impugnata da Celg-D. Il 7 settembre 2020 lo Stato di Goiás ha presentato la sua memoria di replica alla domanda cautelare in appello.

Inoltre, si rileva che l'associazione brasiliana delle società di distribuzione di energia elettrica (ABRADEE) aveva presentato dinanzi alla Corte Costituzionale brasiliana (Supremo Tribunal Federal) un'azione di costituzionalità relativamente alle leggi n. 20416 e 20468, che era stata poi respinta il 3 giugno 2020 attraverso una decisione individuale del giudice relatore sul presupposto dell'assenza dei requisiti formali. Il 24 giugno 2020 ABRADEE ha presentato ricorso (*agravo regimental*) contro tale decisione. In data 21 settembre 2020 la Corte Suprema del Brasile, senza entrare nel merito della vicenda, ha respinto il ricorso di ABRADEE per ragioni formali e il procedimento si è concluso.

Procedimento penale centrale di Pietrafitta

In relazione alla centrale termoelettrica di Pietrafitta, la Procura di Perugia aveva avviato un'indagine nei confronti di alcuni esponenti di Enel Produzione SpA, nonché di alcuni terzi oggi proprietari dei terreni adiacenti la centrale – un tempo di Enel – sui quali erano state rinvenute delle ceneri. Si sono susseguiti diversi sopralluoghi da parte degli enti di controllo e delle autorità competenti che hanno portato, in data 21 settembre 2018, alla chiusura delle indagini e alla formulazione di ipotesi di reato a carico di sei esponenti della società in concorso fra loro, oltre che di alcuni dei terzi proprietari dei siti oggetto di indagine.

I reati contestati sono i seguenti: il reato per omessa bonifica (art. 452 *terdecies* c.p.), in relazione al mancato ripristino e recupero dello stato di aree localizzate nel Comune di Piegara (PG) interessate dallo sversamento di ceneri prodotte fino agli anni Ottanta dalla centrale di Pietrafitta (oltre che provenienti da altre centrali della società), nonché di altre aree sulle quali è stata rinvenuta una contaminazione di policlorobifenili (PCB) provenienti da alcune macchine di miniera di proprietà di Enel Produzione SpA, utilizzate in passato nell'attività di escavazione della lignite e rimaste depositate nei siti di terzi oggetto di indagine; il reato di inquinamento ambientale cui all'art. 452 *bis* c.p., per aver cagionato nella gestione delle macchine di miniera un "deterioramento significativo e misurabile" consistente nella contaminazione con PCB dell'area, rispetto al quale è stata contestata, altresì, a Enel Produzione SpA la responsabilità

amministrativa ai sensi del decreto legislativo 231/2001.

Rispetto a tali reati, nell'estate 2019, Enel Produzione SpA ha presentato richiesta di archiviazione che è stata accolta dal PM per il reato di inquinamento ambientale ex art. 452 *bis* c.p., con conseguente archiviazione anche dell'imputazione ai sensi del decreto legislativo 231/2001.

Alcune associazioni ambientaliste hanno presentato opposizione all'archiviazione e il 21 febbraio 2020 si è tenuta dinanzi al GIP l'udienza di discussione che si è conclusa con un provvedimento di archiviazione (28 maggio 2020) che ha, in sintesi, accolto tutte le difese di Enel, valorizzando gli argomenti difensivi proposti e confermando l'archiviazione altresì di ogni altra ipotesi di reato – comunque già non contestata dalla Procura – afferente ai possibili riflessi sulla salute della presenza delle ceneri.

Pertanto, l'azione penale prosegue in relazione al solo reato di omessa bonifica, rispetto al quale Enel Produzione SpA ha presentato, a dicembre 2019, istanza di sospensione del procedimento con messa alla prova, consistente nell'attuazione di un programma concordato con gli uffici della Procura che costituisce condotta riparatoria proporzionata e congrua rispetto alle contestazioni formulate nei confronti degli indagati. L'udienza di messa alla prova si è tenuta il 29 ottobre 2020, data in cui il GIP presso il Tribunale di Perugia ha accolto la richiesta di messa alla prova avanzata da Enel Produzione. L'udienza è stata poi rinviata al 18 febbraio 2021.

COVID-19

L'epidemia da Coronavirus (COVID-19) è iniziata a Wuhan, in Cina, ed è stata segnalata per la prima volta dalle autorità nazionali all'Organizzazione Mondiale della Sanità il 30 dicembre 2019.

Fino dalle prime settimane del 2020, pur in presenza di una forte sensibilizzazione sul tema da parte di organizzazioni internazionali, l'epidemia appariva circoscritta solo ad alcune aree del Sud-Est asiatico e del Medio Oriente, interessando esclusivamente talune regioni della Cina, la Corea del Sud e l'Iran.

Dalla seconda metà di febbraio 2020 abbiamo assistito alla rapida ascesa dei contagi in Europa, in particolare in Italia e Spagna, nonché negli Stati Uniti e primi focolai in America Latina e Africa dove i Governi, con modalità differenziate, hanno adottato misure restrittive alla mobilità e in alcuni casi lockdown totali e/o parziali. Durante i mesi caldi in Europa c'è

stata una riduzione dell'indice di contagiosità anche a seguito dei risultati conseguiti con l'adozione delle misure sopra citate. Al contrario, nello stesso periodo in America Latina i casi sono notevolmente aumentati. Sul finire del terzo trimestre si è assistito all'avvio di una seconda ondata di contagi in forte progressivo aumento soprattutto nei Paesi europei, negli Stati Uniti e in America Latina.

Per contenere gli effetti di questa seconda ondata del contagio, in attesa che la sperimentazione medica giunga all'individuazione di un vaccino somministrabile all'uomo, i Governi dei diversi Paesi hanno adottato numerose misure di contenimento, essenzialmente volte alla restrizione dei liberi spostamenti delle persone, come per esempio lockdown selettivi o chiusure anticipate dei locali pubblici per limitare gli assembramenti.

A tale riguardo, il Gruppo, già dal primo trimestre, ha emanato linee guida volte ad assicurare il rispetto dei provvedimenti introdotti in ambito locale e intrapreso numerose azioni al fine di adottare le procedure più idonee a prevenire e/o mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo.

In particolare, la gestione della continuità aziendale è assicurata soprattutto grazie:

- > all'estensione al personale remotizzabile, nei Paesi di maggiore presenza del Gruppo, della modalità di lavoro agile (smart working), introdotta già da alcuni anni, che, grazie

agli investimenti in digitalizzazione, consente di lavorare da remoto a parità di livelli di efficienza ed efficacia;

- > all'utilizzo di infrastrutture digitalizzate che consentono di assicurare il normale funzionamento degli asset produttivi, la continuità del servizio elettrico e di gestire da remoto tutte le attività relative al mercato e al rapporto con il cliente.

È operativa, altresì, una Global Task Force Enel, istituita anche a livello Paese, che ha lo scopo di coordinare e indirizzare le azioni da intraprendere nei Paesi di presenza del Gruppo, in sinergia con le linee di business tecnologiche globali.



Risultati economici del Gruppo e dati operativi

Di seguito si illustrano i risultati operativi ed economici del Gruppo.

Dati operativi

		Primi nove mesi		
SDG		2020	2019	Variazione
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	152,4	174,3	(21,9)
	di cui:			
7	- rinnovabile (TWh)	77,6	72,0	5,6
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	83,5	84,3 ⁽¹⁾	(0,8)
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	43,7	42,1 ⁽¹⁾	1,6
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	52,3%	50,0% ⁽¹⁾	4,6%
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	1,52	1,20	0,32
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽²⁾	357,2	379,6	(22,4)
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.)	44.943.498	44.345.840	597.658
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km) ⁽³⁾	2.229.301	2.219.008 ⁽¹⁾	10.293
	Utenti finali (n.) ⁽⁴⁾	74.294.733	73.738.080	556.653
	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽⁵⁾	222,0	242,2	(20,2)
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	6,7	7,6	(0,9)
	Clienti retail (n.) ⁽⁴⁾	69.894.578	70.690.514	(795.936)
	- di cui mercato libero	23.224.726	22.810.889	413.837
11	Demand Response (MW)	5.945	6.144	(199)
11	Punti di ricarica (n.)	95.435	69.691	25.744
11	Storage (MW)	122,0	110,0 ⁽¹⁾	12,0

(1) Al 31 dicembre 2019.

(2) I dati del 2019 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

(3) Nel 2020 in Perù è stata ceduta una parte della rete a Enel X; il dato del 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

(4) Nel 2020 è stato allineato il criterio di calcolo dell'America Latina; il dato 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

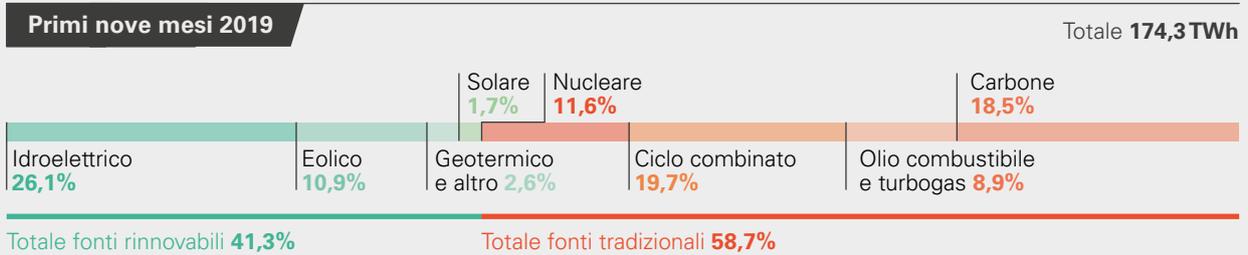
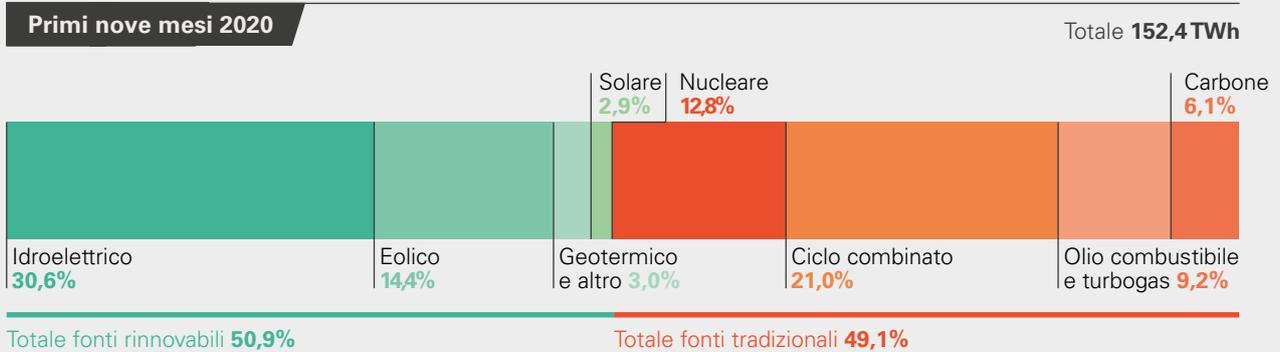
(5) Con decorrenza 1° gennaio 2020 i volumi dell'energia venduta contengono anche le vendite effettuate ai grandi clienti dalle società di generazione in America Latina. Conseguentemente, per una migliore comparabilità dei dati, i volumi di vendite riferite ai primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati.

L'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2020 registra un decremento di 21,9 TWh (-12,6%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2019. In particolare, il calo risente della minor produzione da fonte termoelettrica (-26,7 TWh), principalmente per la minore produzione da carbone (-23 TWh), parzialmente compensata dalla maggiore produzione da fonti rinnovabili (+5,5 TWh). In particolare, tale

ultimo incremento è connesso essenzialmente all'entrata in esercizio di nuovi impianti (+4,7 TWh) sulla tecnologia eolica (+3,0 TWh) e sulla tecnologia solare (+1,5 TWh), nonché alla maggiore produzione da fonte idroelettrica.

La produzione da fonte nucleare, pari a 19,5 TWh, è in diminuzione di 0,7 TWh rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2019.

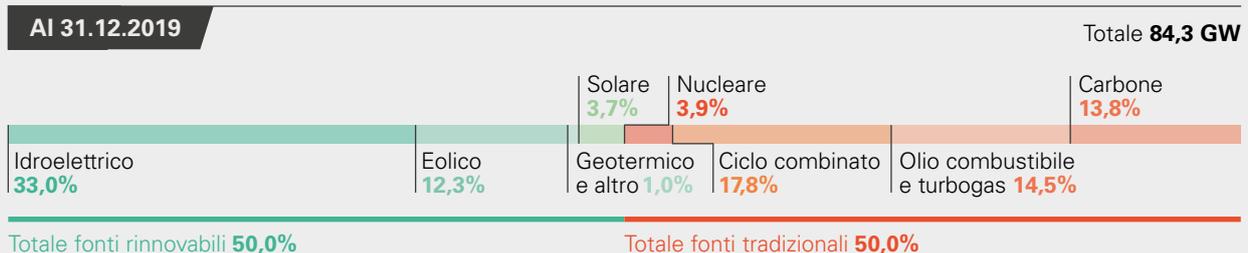
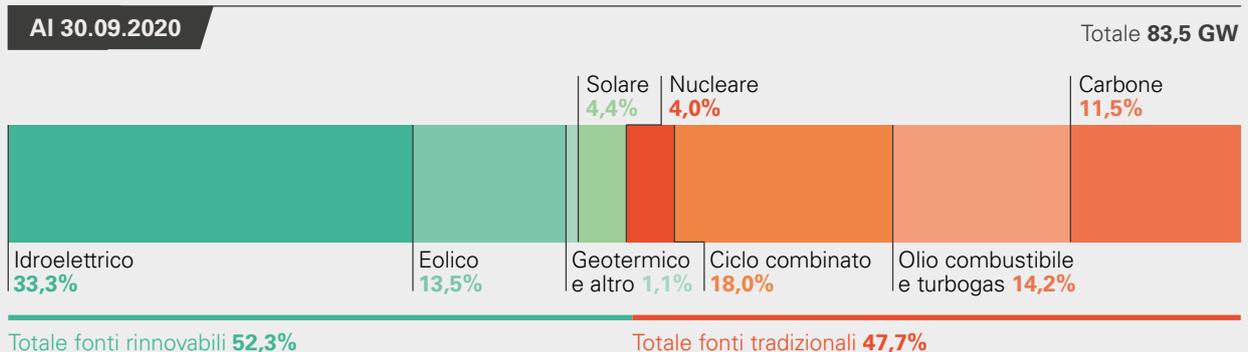
Energia elettrica netta prodotta per fonte nei primi nove mesi del 2020



La **potenza efficiente netta installata totale di Enel** è in diminuzione di 0,8 GW nei primi nove mesi del 2020. La dismissione di 2,1 GW di impianti a carbone in Spagna è stata

solo in parte compensata dalla nuova capacità da fonte rinnovabile eolica e solare in Nord America (0,67 GW) e in Brasile (0,62 GW).

Potenza efficiente netta installata per fonte al 30 settembre 2020



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nei primi nove mesi del 2020 è pari a 357,2 TWh, in diminuzione di 22,4 TWh (-5,9%) rispetto al valore nel 2019, registrata essenzialmente in Italia (-13,7 TWh), in Brasile (-3,5 TWh) e in Spagna (-2,3 TWh).

Il numero degli **utenti finali di Enel con smart meter attivi** registra un incremento di 597.658 nei primi nove mesi del 2020, principalmente in Spagna (+271.748) e Romania (+306.255).

L'energia venduta da Enel nei primi nove mesi del 2020 è pari a 222 TWh e registra un decremento di 20,2 TWh (-8,3%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Si rilevano minori quantità vendute in particolare in Italia (-6,8 TWh), Spagna (-6,4 TWh), America Latina (-6,2 TWh) principalmente in Brasile (-2,9 TWh), e Romania (-0,8 TWh).

Il **gas venduto da Enel** nei primi nove mesi del 2020 è pari a

N.

	al 30.09.2020	al 31.12.2019
Generazione Termoelettrica e Trading	8.272	9.432
Enel Green Power	8.168	7.957
Infrastrutture e Reti	34.455	34.822
Mercati finali	6.288	6.336
Enel X	2.971	2.808
Servizi	5.698	6.013
Altro	883	885
Totale	66.735	68.253

6,7 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 0,9 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

I **punti di ricarica di Enel** nei primi nove mesi del 2020 sono in crescita rispetto al 2019 di 25.744 unità.

I punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 22.142 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 3.602 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2020 è pari a 66.735 dipendenti, di cui 37.051 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2020 si decrementa di 1.518 unità. Tale variazione è riferibile al saldo tra assunzioni e cessazioni (-547 unità) e alle variazioni di perimetro (-971 unità), principalmente dovute alla dismissione dell'impianto di Reftinskaya in Russia.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Ricavi ⁽¹⁾	48.050	59.332	(11.282)	-19,0%
Costi ⁽¹⁾	34.793	43.097	(8.304)	-19,3%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity ⁽¹⁾	(552)	(3.026)	2.474	81,8%
Margine operativo lordo	12.705	13.209	(504)	-3,8%
Ammortamenti e impairment	5.730	9.010	(3.280)	-36,4%
Risultato operativo	6.975	4.199	2.776	66,1%
Proventi finanziari	3.239	3.640	(401)	-11,0%
Oneri finanziari	4.964	5.545	(581)	-10,5%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.725)	(1.905)	180	9,4%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5	(104)	109	-
Risultato prima delle imposte	5.255	2.190	3.065	-
Imposte	1.576	647	929	-
Risultato delle continuing operations	3.679	1.543	2.136	-
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	3.679	1.543	2.136	-
Quota di interessenza del Gruppo	2.921	813	2.108	-
Quota di interessenza di terzi	758	730	28	3,8%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

Impatti economici da COVID-19

In osservanza delle recenti raccomandazioni dell'ESMA e della CONSOB, il Gruppo ha avviato analisi interne volte a una valutazione degli impatti reali e potenziali del COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica.

Alla luce dello scenario macroeconomico commentato in precedenza, l'impatto del COVID-19 risulta maggiormente rilevante sulle Linee di Business più proiettate sul mercato come Mercati finali ed Enel X tenuto conto del fatto che risentono di una significativa riduzione della domanda e di un generale rallentamento nell'acquisizione di nuova clientela. Nello specifico, poi, i Mercati finali risentono della contrattazione in eccesso di energia elettrica (overcontracting) in regime di riduzione della domanda e dei relativi volumi, oltre al fatto che si registra un rallentamento nelle curve di incasso, sia per gli effetti della

crisi e dei lockdown che hanno inciso sulla tempestività dei pagamenti, sia per le pratiche adottate da alcuni Paesi che hanno sospeso la possibilità di interrompere le forniture di energia dei clienti morosi (c.d. “dunning”). In Enel X, invece, si registra un generale rallentamento nello sviluppo del suo portafoglio di nuovi business anche se si prevede un rimbalzo positivo, soprattutto in Italia, alla luce delle norme previste dal Governo per favorire la ripartenza dell'economia. In generale, per quanto riguarda le altre Linee di Business si sono verificati una riduzione della domanda e un lieve rallentamento nelle attività di investimento dovuto ai periodi di lockdown. Fermo restando l'attuale clima di incertezza e in base alle migliori conoscenze a oggi disponibili, di seguito si riportano gli effetti economici stimati per il COVID-19 a livello di margine operativo lordo, margine operativo lordo ordinario, risultato operativo, risultato operativo ordinario, risultato netto di Gruppo e risultato netto di Gruppo ordinario.

Milioni di euro	Domanda	Costi COVID-19	Svalutazione crediti	Totale
Margine operativo lordo	(529)	(101)	-	(630)
Risultato operativo	(529)	(101)	(181)	(811)
Risultato netto del Gruppo	(220)	(66)	(98)	(384)
Margine operativo lordo ordinario	(529)	-	-	(529)
Risultato operativo ordinario	(529)	-	(181)	(710)
Risultato netto del Gruppo ordinario	(220)	-	(98)	(318)

Il margine operativo lordo risente degli effetti COVID-19 prevalentemente in termini di minore domanda di energia elettrica per 529 milioni di euro, facendo registrare una flessione dei volumi di vendita e dei relativi margini prevalentemente nei Mercati finali in Italia e Spagna e nella distribuzione in America Latina. Tale ammontare è stato determinato valorizzando sulla base dei prezzi di riferimento la riduzione delle quantità distribuite e vendute, così come rilevata nel periodo di picco della pandemia da COVID-19 nei vari Paesi nei quali il Gruppo opera.

Un ulteriore impatto sul margine operativo lordo è dato dai costi diretti legati all'emergenza sanitaria (101 milioni di euro) per attività di sanificazione dei luoghi di lavoro, per i dispositivi di protezione individuale e per donazioni. Tali costi non sono

inclusi nella determinazione del margine operativo lordo ordinario.

Allo stesso tempo il Gruppo, tenuto conto delle più recenti curve di incasso e dei risultati del modello di valutazione utilizzato per misurare la recuperabilità dei crediti, ha rilevato un incremento delle svalutazioni crediti di circa 181 milioni di euro nell'ambito delle società di commercializzazione, in particolare in Italia, Spagna e Brasile.

Tenuto conto degli effetti delle imposte e delle interessenze di terzi, l'impatto complessivo del COVID-19 sul risultato netto di Gruppo al 30 settembre 2020 è negativo per circa 384 milioni di euro (318 milioni di euro sul risultato netto di Gruppo ordinario).

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Vendite energia elettrica ⁽¹⁾	25.352	30.054	(4.702)	-15,6%
Trasporto energia elettrica	7.932	7.752	180	2,3%
Corrispettivi da gestori di rete	681	688	(7)	-1,0%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.018	1.225	(207)	-16,9%
Vendite gas	1.889	2.405	(516)	-21,5%
Trasporto gas	424	453	(29)	-6,4%
Vendite di combustibili ⁽¹⁾	399	641	(242)	-37,8%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	556	575	(19)	-3,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	563	533	30	5,6%
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica (IFRS 9) ⁽¹⁾	6.666	11.705	(5.039)	-43,0%
Altri proventi ⁽¹⁾	2.570	3.301	(731)	-22,1%
Totale	48.050	59.332	(11.282)	-19,0%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

Nei primi nove mesi del 2020 i ricavi registrano una significativa riduzione per effetto:

- > delle minori vendite di gas ed energia elettrica in Spagna (1.064 milioni di euro) e Italia (1.057 milioni di euro), sia nel mercato regolato sia in quello libero, principalmente per gli effetti derivanti dall'epidemia da COVID-19 che ha comportato nel mercato libero una diminuzione dei volumi relativi ai clienti "business to business";
- > di minori attività di trading su commodity da contratti con consegna fisica per effetto della riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi applicati, e per gli effetti derivanti dall'applicazione dell'interpretazione dell'IFRIC "Agenda Decision" del 2019 sulle vendite di commodity energetiche con consegna fisica valutate al fair value² a Conto economico (5.041 milioni di euro);
- > delle minori vendite in America Latina (2.121 milioni di euro) principalmente a causa della riduzione dell'energia trasportata sulla rete per gli effetti derivanti dall'epidemia da COVID-19, cui si aggiunge l'impatto dovuto al deprezzamento delle valute rispetto all'euro, in particolare in Brasile;
- > dei minori volumi delle vendite di gas nella Linea di Business dei Mercati finali (548 milioni di euro) in Spagna e Italia, anche per gli effetti negativi del COVID-19 sulla domanda;
- > dei minori ricavi della generazione non convenzionale rinnovabile in America Latina, soprattutto in Cile e Brasile, in prevalenza per l'impatto negativo dei cambi; tale effetto è stato solo in parte compensato dai maggiori ricavi in Italia, Spagna e Stati Uniti.

Si segnala, infine, che i ricavi dei primi nove mesi del 2019

includevano altri proventi per:

- > l'accordo transattivo di Edesur (228 milioni di euro, di cui 202 milioni di euro relativi alla Linea di Business della distribuzione e 26 milioni di euro relativi ai Mercati finali) con il Governo argentino che sanava pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016;
- > la plusvalenza relativa alla cessione della società Mercure Srl (108 milioni di euro);
- > il negative goodwill (pari a 106 milioni di euro) derivante dall'allocazione provvisoria del prezzo di acquisto, effettuata da esperti indipendenti, a seguito dell'acquisto da parte di Enel North America (già Enel Green Power North America - EGPNA) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (EGPNA REP) nel corso del primo trimestre 2019;
- > il rimborso previsto contrattualmente a seguito dell'esercizio dell'opzione di recesso da parte di un grande cliente industriale dalle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro afferenti alla Linea di Business Generazione Termoelettrica e Trading e 80 milioni afferenti alla Linea di Business Enel Green Power);
- > l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (58 milioni di euro);
- > il corrispettivo, pari a 50 milioni di euro, previsto dall'accordo che e-distribuzione aveva raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas.

(2) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun impatto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity con consegna fisica valutati al fair value a Conto economico.

Costi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica ⁽¹⁾	11.289	16.235	(4.946)	-30,5%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.999	3.241	(1.242)	-38,3%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali ⁽¹⁾	5.713	6.510	(797)	-12,2%
Materiali ⁽¹⁾	1.299	1.426	(127)	-8,9%
Costo del personale	3.101	3.461	(360)	-10,4%
Servizi e godimento beni di terzi	11.237	11.845	(608)	-5,1%
Altri costi operativi	1.661	1.932	(271)	-14,0%
Costi capitalizzati	(1.506)	(1.553)	47	3,0%
Totale	34.793	43.097	(8.304)	-19,3%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity

Gli oneri netti da gestione del rischio commodity connessi alle attività di trading che non prevedono la consegna fisica dei beni sottostanti nel corso dei primi nove mesi del 2020 rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente registrano una riduzione di 2.474 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.341	1.215	126	10,4%
Enel Green Power	3.376	3.292	84	2,6%
Infrastrutture e Reti	5.714	6.148	(434)	-7,1%
Mercati finali	2.287	2.405	(118)	-4,9%
Enel X	68	107	(39)	-36,4%
Servizi	40	134	(94)	-70,1%
Altro, elisioni e rettifiche	(121)	(92)	(29)	-31,5%
Totale	12.705	13.209	(504)	-3,8%

Il decremento del **marginale operativo lordo** è sostanzialmente da ricondurre:

> a Infrastrutture e Reti per 434 milioni di euro per:

- i minori volumi distribuiti soprattutto in America Latina, ed essenzialmente in Brasile, Cile e Perù, come conseguenza dell'impatto dell'emergenza sanitaria COVID-19 sulla domanda. A tale effetto negativo si aggiunge l'evoluzione negativa dei cambi nei primi nove mesi del 2020 (-200 milioni di euro) con particolare riferimento al Brasile;

- la rilevazione di accantonamenti legati ai piani di incentivazione al pensionamento anticipato in Spagna a seguito delle novità introdotte all'“Accordo sulle Misure Volontarie di Sospensione o Risoluzione dei Contratti di Lavoro” (91 milioni di euro);
- le minori quantità trasportate unitamente all'applicazione del nuovo regime tariffario in Spagna entrato in vigore per il periodo 2020-2025;
- gli effetti positivi rilevati nel 2019 derivanti dall'accordo transattivo di Edesur (202 milioni di euro) e dall'inden-

nizzo per la cessione di Enel Rete Gas (50 milioni di euro), come commentato sopra.

Tali effetti sono stati solo in parte compensati:

- dalla modifica del beneficio dello sconto energia in Spagna, per 269 milioni di euro, a seguito della sottoscrizione del “V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa” che ha comportato il parziale rilascio del relativo fondo;
- da maggiori proventi in Italia per 51 milioni di euro derivanti dall’applicazione delle delibere 50/2018 e 568/2019 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete;
- > ai Mercati Finali per 118 milioni di euro a seguito dei negativi impatti sulla domanda di energia elettrica dovuti all’emergenza sanitaria COVID-19, in particolare in Italia e Spagna nei rispettivi mercati liberi soprattutto nel segmento clienti “business to business”, nonché per effetto dell’indennizzo ricevuto nel corso dei primi nove mesi del 2019 da Edesur (26 milioni di euro). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai minori costi di approvvigionamento delle commodity;
- > a Enel X per 39 milioni di euro, dove i miglioramenti operativi, nonostante gli effetti della pandemia, sono stati più che compensati dalla rilevazione nel 2019 di un indennizzo pari a 58 milioni di euro in applicazione di clausole contrattuali legate alla cessione di eMotorWerks;
- > ai Servizi soprattutto per effetto dei costi non ricorrenti associati all’emergenza sanitaria COVID-19 (35 milioni di euro) e per i costi legati agli incentivi all’esodo e ai piani di riconversione del personale a seguito del processo di transizione energetica avviato dal Gruppo.

Tali riduzioni sono state in parte compensate dagli incrementi di:

- > Generazione Termoelettrica e Trading, dove si evidenziano gli effetti positivi derivanti:
 - dalla modifica del beneficio per lo sconto energia al netto dell’accantonamento ai piani di incentivazione al pensionamento anticipato in Spagna (165 milioni di euro);
 - dalla diminuzione dei costi di approvvigionamento e dal conseguimento di migliori efficienze operative in Italia e Spagna, per un totale di 364 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati:

- dai maggiori oneri (204 milioni di euro) derivanti dai piani di ristrutturazione aziendali avviati dal Gruppo nell’ambito del processo di transizione energetica e in particolare riferiti a impianti a carbone in Spagna;
- dalla riduzione del margine operativo lordo in Russia

dovuto alla cessione della centrale di Reftinskaya, avvenuta a ottobre 2019;

- dall’incremento degli oneri tributari per 62 milioni di euro dovuto alla sospensione temporanea per il solo esercizio 2019 dell’imposta sulla produzione di energia elettrica e sui combustibili nella generazione elettrica termo-convenzionale e nucleare in Spagna (Regio Decreto Legge n. 15/2018), oltre che all’introduzione da luglio 2020 di una nuova “ecotassa” nella regione catalana;
- dalla rilevazione nel primo trimestre 2019 dei proventi relativi all’indennizzo in Cile di 80 milioni di euro e alla cessione di Mercure Srl in Italia (per 94 milioni di euro pari alla plusvalenza sopra citata al netto dei relativi oneri di bonifica del sito industriale);
- dall’andamento sfavorevole dei cambi in America Latina per 35 milioni di euro;
- > Enel Green Power, per 84 milioni di euro, principalmente per:
 - il miglioramento del margine operativo lordo in Italia (139 milioni di euro) prevalentemente per le migliori performance degli impianti idroelettrici;
 - il miglioramento del margine in Spagna (74 milioni di euro) per le maggiori quantità prodotte e vendute anche a seguito della maggiore capacità da impianti eolici installata;
 - l’incremento del margine negli Stati Uniti (31 milioni di euro) derivante dall’entrata in funzione di nuovi parchi eolici che hanno generato maggiori proventi da tax partnership (108 milioni di euro), nonché da maggiori proventi per indennizzi e contenziosi (46 milioni di euro);
 - il miglior margine in Europa soprattutto per l’entrata in funzione di nuovi parchi eolici in Grecia.

Gli effetti positivi summenzionati sono stati in parte compensati dalla rilevazione nei primi nove mesi del 2019 di proventi derivanti dall’indennizzo per recesso anticipato su un contratto di fornitura di energia elettrica in Cile (80 milioni di euro) e dai minori margini in Brasile derivanti dalla cessione avvenuta nel 2019 di alcuni parchi eolici, cui si aggiunge lo sfavorevole andamento dei cambi nel corso dei primi nove mesi del 2020, nonché dalla rilevazione nei primi nove mesi del 2019 di un negative goodwill (pari a 106 milioni di euro) rilevato a seguito dell’acquisizione da parte di Enel North America (già Enel Green Power North America) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (EGPNA REP).

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi 2020							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Margine operativo lordo	1.341	3.376	5.714	2.287	68	40	(121)	12.705
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna e Cile	124	-	-	-	-	-	-	124
Oneri da riconversione del personale per processo di transizione energetica	204	2	-	-	-	7	-	213
Maggiori costi in applicazione di talune clausole contrattuali relative alla cessione di EFSI	-	3	-	-	-	-	-	3
Costi da COVID-19	8	6	39	10	2	35	1	101
Margine operativo lordo ordinario	1.677	3.387	5.753	2.297	70	82	(120)	13.146

Milioni di euro	Primi nove mesi 2019							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Margine operativo lordo⁽¹⁾	1.215	3.292	6.148	2.405	107	134	(92)	13.209
Ulteriore indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
Adeguamento di valore dei magazzini combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna ⁽²⁾	203	-	-	-	-	-	-	203
Margine operativo lordo ordinario⁽¹⁾	1.324	3.292	6.098	2.405	107	134	(92)	13.268

(1) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

(2) La svalutazione dei magazzini combustibili e material/ricambi si considera non ordinaria in quanto strettamente connessa alla svalutazione di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	(34)	(3.697)	3.663	-
Enel Green Power	2.408	2.376	32	1,3%
Infrastrutture e Reti	3.495	3.961	(466)	-11,8%
Mercati finali	1.364	1.669	(305)	-18,3%
Enel X	(38)	(4)	(34)	-
Servizi	(78)	10	(88)	-
Altro, elisioni e rettifiche	(142)	(116)	(26)	-22,4%
Totale	6.975	4.199	2.776	66,1%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2020 si incrementa di 2.776 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 3.280 milioni di euro. Quest'ultima variazione è dovuta prevalentemente agli impairment effettuati nel corso dei primi nove mesi del 2019 su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.002 milioni di euro. In particolare:

- > in Cile sono stati effettuati adeguamenti di valore per 364 milioni di euro su due impianti anche a seguito dell'accordo raggiunto con il Governo cileno sulla loro dismissione anticipata;
- > in Russia, in ragione dell'accordo di cessione dell'impianto a carbone di Reftinskaya, il suo valore è stato adeguato per tener conto del prezzo di cessione (125 milioni di euro);
- > in Spagna, nel corso del terzo trimestre 2019, il peggioramento dello scenario di riferimento relativo all'andamento del prezzo delle commodity e al funzionamento del mercato delle emissioni di CO₂ ha compromesso la competitività

degli impianti a carbone. In Italia, oltre a un peggioramento dello scenario, l'attuazione della nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) ha ristretto l'ambito d'applicazione futura per gli impianti a più elevate emissioni di CO₂, prevedendo l'estromissione della tecnologia a carbone dal mercato elettrico. Per tali motivi il valore contabile di taluni impianti a carbone in Italia e in Spagna, comprensivi anche dei relativi oneri di smantellamento, è stato svalutato per complessivi 3.513 milioni di euro.

Tali effetti sono in parte compensati dall'impairment rilevato nel corso dei primi nove mesi del 2020 sull'impianto a carbone cileno di Bocamina II in considerazione della decisione del Gruppo Enel di chiuderlo anticipatamente per raggiungere quanto prima l'obiettivo strategico del Gruppo stesso relativo alla decarbonizzazione dei processi produttivi (737 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi 2020							Totale
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	
Risultato operativo	(34)	2.408	3.495	1.364	(38)	(78)	(142)	6.975
Adeguamento di valore del credito Funac di Enel Distribuição Goiás	-	-	-	10	-	-	-	10
Adeguamento di valore del CIS Interporto di Nola e maggiori oneri contrattuali relativi alla cessione di EFSI	-	17	-	-	-	-	-	17
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna e Cile	124	-	-	-	-	-	-	124
Oneri da riconversione del personale per processo di transizione energetica	204	2	-	-	-	7	-	213
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna e Cile	748	-	-	-	-	-	-	748
Rettifiche di ammortamenti e impairment in Guatemala e Costa Rica	-	23	-	-	-	-	-	23
Costi da COVID-19	8	6	39	10	2	35	1	101
Risultato operativo ordinario	1.050	2.456	3.534	1.384	(36)	(36)	(141)	8.211

Milioni di euro	Primi nove mesi 2019							Totale
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	
Risultato operativo⁽¹⁾	(3.697)	2.376	3.961	1.669	(4)	10	(116)	4.199
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
Adeguamento di valore dei magazzini combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna ⁽²⁾	203	-	-	-	-	-	-	203
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Italia	1.931	-	-	-	-	-	-	1.931
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Spagna	1.582	-	-	-	-	-	-	1.582
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Cile	364	-	-	-	-	-	-	364
Adeguamento di valore dell'impianto di Reftinskaya	125	-	-	-	-	-	-	125
Risultato operativo ordinario⁽¹⁾	414	2.376	3.911	1.669	(4)	10	(116)	8.260

(1) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

(2) La svalutazione dei magazzini combustibili e materiali/ricambi si considera non ordinaria in quanto strettamente connessa alla svalutazione di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2020 ammonta a 2.921 milioni di euro rispetto agli 813 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Tale incremento è principalmente riconducibile al commentato incremento del risultato operativo, in parte compensato dalla maggior incidenza delle imposte per gli effetti di imposta rilevati nel 2019 derivanti:

- > dal "revalúo" in alcune società della generazione in Argentina;
- > dal regime fiscale agevolato (PEX) applicato alla plusvalenza derivante dalla cessione di Mercure Srl;
- > dal riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai seguenti fenomeni:

- > una riduzione degli oneri finanziari netti principalmente per il decremento degli interessi passivi su debiti finanziari in America Latina e per l'effetto delle operazioni di rifinanziamento del debito effettuate negli ultimi 12 mesi a tassi di interesse più vantaggiosi;
- > minori oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (109 milioni di euro) soprattutto per gli effetti rilevati nei primi nove mesi del 2019 derivanti dal riacquisto di alcune società dalla joint venture EGPNA REP che comportarono la rilevazione di una minusvalenza nella stessa EGPNA REP;
- > minore incidenza delle interessenze di terzi rispetto ai primi nove mesi del 2019.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2020	2019
Risultato netto del Gruppo	2.921	813
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone e magazzini in Italia, Spagna e Cile	415	2.520
Oneri da riconversione del personale per processo di transizione energetica	112	-
Costi da COVID-19	66	-
Adeguamento di valore di talune attività riferite a Slovak Power Holding BV	40	52
Rettifiche di ammortamenti e impairment in Guatemala e Costa Rica	23	-
Altre partite non ricorrenti minori	16	-
Adeguamento di valore dell'impianto di Reftinskaya	-	56
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	(49)
Cessione della partecipazione in Mercure Srl	-	(97)
Risultato netto del Gruppo ordinario⁽¹⁾	3.593	3.295

(1) Tenuto conto dell'effetto fiscale e delle interessenze di terzi.

Analisi della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

Il capitale investito netto è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	95.154	99.010	(3.856)	-3,9%
- avviamento	14.070	14.241	(171)	-1,2%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.682	1.682	-	-
- altre attività/(passività) non correnti nette	(5.958)	(5.022)	(936)	-18,6%
Totale attività immobilizzate nette	104.948	109.911	(4.963)	-4,5%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	11.527	13.083	(1.556)	-11,9%
- rimanenze	2.647	2.531	116	4,6%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.334)	(3.775)	441	11,7%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.325)	(7.282)	1.957	26,9%
- debiti commerciali	(10.001)	(12.960)	2.959	22,8%
Totale capitale circolante netto	(4.486)	(8.403)	3.917	46,6%
Capitale investito lordo	100.462	101.508	(1.046)	-1,0%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.760)	(3.771)	1.011	26,8%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(5.340)	(5.722)	382	6,7%
Totale fondi diversi	(8.100)	(9.493)	1.393	14,7%
Attività nette possedute per la vendita	5	98	(93)	-94,9%
Capitale investito netto	92.367	92.113	254	0,3%
Patrimonio netto complessivo	43.414	46.938	(3.524)	-7,5%
Indebitamento finanziario netto	48.953	45.175	3.778	8,4%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2020 è pari a 92.367 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 43.414 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 48.953 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2020 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,13 (0,96 al 31 dicembre 2019).

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto**, pari a 3.778 milioni di euro (+8,4%), è riferibile (i) al fabbisogno ge-

nerato dagli investimenti del periodo (6.563 milioni di euro), (ii) al pagamento di dividendi per complessivi 4.632 milioni di euro, e (iii) alle operazioni straordinarie su non controlling interest per l'acquisto di quote partecipative addizionali in Enel Américas ed Enel Chile (1.074 milioni di euro).

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa (6.560 milioni di euro) e il favorevole andamento del cambio sull'indebitamento in valuta hanno parzialmente compensato il fabbisogno finanziario connesso alle fattispecie sopra evidenziate.

Si segnala, in particolare, il decremento delle **attività materiali e immateriali** per effetto della svalutazione dell'impianto a carbone di Bocamina II in Cile cui si aggiungono gli effetti degli ammortamenti del periodo e soprattutto dello sfavorevole andamento dei cambi in America Latina al netto degli investimenti del periodo. Tale decremento di **capitale investito netto** è più che compensato dalle variazioni di capitale circo-

lante netto a seguito delle normali dinamiche dei cicli attivi e passivi in tempi di COVID-19 e dalla riduzione in generale dei costi operativi, in particolare dei combustibili.

Infine, il **patrimonio netto complessivo** si riduce in particolar modo per effetto dei dividendi distribuiti e per lo sfavorevole andamento dei cambi soprattutto in America Latina.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto.

Millioni di euro	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.420	8.407	13	0,2%
- obbligazioni	40.253	43.294	(3.041)	-7,0%
- debiti verso altri finanziatori	2.400	2.473	(73)	-3,0%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>51.073</i>	<i>54.174</i>	<i>(3.101)</i>	<i>-5,7%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.088)	(3.185)	97	3,0%
Indebitamento netto a lungo termine	47.985	50.989	(3.004)	-5,9%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.685	1.121	564	50,3%
- altri finanziamenti a breve verso banche	997	579	418	72,2%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.682</i>	<i>1.700</i>	<i>982</i>	<i>57,8%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	1.391	1.906	(515)	-27,0%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	358	382	(24)	-6,3%
Commercial paper	5.783	2.284	3.499	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	753	750	3	0,4%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	172	351	(179)	-51,0%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>8.457</i>	<i>5.673</i>	<i>2.784</i>	<i>49,1%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.623)	(1.585)	(38)	-2,4%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.628)	(2.153)	(475)	-22,1%
Altri crediti finanziari a breve termine	(282)	(369)	87	23,6%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.638)	(9.080)	3.442	37,9%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(10.171)</i>	<i>(13.187)</i>	<i>3.016</i>	<i>22,9%</i>
Indebitamento netto a breve termine	968	(5.814)	6.782	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	48.953	45.175	3.778	8,4%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	-	-

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 48.953 milioni di euro al 30 settembre 2020, registra un incremento di 3.778 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, dovuto principalmente alla diminuzione delle disponibilità presso banche e titoli a breve.

Al 30 settembre 2020 l'**indebitamento finanziario lordo**, in aumento di 665 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, è pari a 62.212 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 30.09.2020			al 31.12.2019		
	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo
Indebitamento finanziario lordo	54.507	7.705	62.212	57.583	3.964	61.547
di cui:						
<i>Indebitamento cui sono associati obiettivi di sostenibilità</i>	14.366	4.677	19.043	13.758	-	13.758
Percentuale dell'indebitamento al quale sono associati obiettivi di sostenibilità/Totale indebitamento			31%			22%

In particolare, l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine (inclusa la quota a breve termine) è pari a 54.507 milioni di euro, di cui 14.366 milioni di euro relativi a finanziamenti legati a obiettivi di sostenibilità, e risulta costituito da:

- > obbligazioni per 41.644 milioni di euro, di cui 7.219 milioni di euro riferibili a prestiti obbligazionari legati a obiettivi di sostenibilità. Le obbligazioni presentano un decremento di 3.556 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2019, dovuto principalmente ai rimborsi effettuati nel periodo e alle differenze positive di cambio. In particolare, i principali prestiti obbligazionari giunti a scadenza nei primi nove mesi del 2020 sono:
 - 410 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario ibrido a tasso fisso emesso da Enel SpA e scaduto nel mese di gennaio 2020;
 - 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e scaduto nel mese di gennaio 2020;
 - 482 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e scaduto nel mese di marzo 2020;
 - 100 milioni di franchi svizzeri, pari a un controvalore di 93 milioni di euro, relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e scaduto nel mese di giugno 2020;
 - 400 milioni di sterline, pari a un controvalore di 438 milioni di euro, relativi a un prestito obbligazionario ibrido a tasso fisso emesso da Enel SpA e scaduto nel mese di settembre 2020;
 - 250 milioni di sterline, pari a un controvalore di 274 milioni di euro, relativi al riacquisto e successiva cancellazione da parte di Enel SpA di obbligazioni ibride emesse a gennaio 2014 con prima optional redemption al 15 settembre 2021;
- > finanziamenti bancari per 10.105 milioni di euro, di cui 7.147 milioni di euro legati a obiettivi di sostenibilità; tali finanziamenti aumentano complessivamente di 577 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto principalmente dell'u-

tilizzo di nuovi finanziamenti, solo parzialmente compensato dalle differenze positive di cambio e dai rimborsi effettuati nel periodo. Tra i nuovi finanziamenti bancari si segnalano:

- 250 milioni di euro relativi all'utilizzo di un finanziamento legato a obiettivi di sostenibilità a tasso variabile concesso a e-distribuzione dalla Banca Europea per gli Investimenti;
- un controvalore di 290 milioni di euro relativo a un finanziamento a tasso variabile legato al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità SDG e concesso a Enel Finance America;
- 300 milioni di euro relativi a un finanziamento a tasso variabile concesso a Endesa e legato al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità;
- > debiti verso altri finanziatori per 2.758 milioni di euro, che rimangono sostanzialmente invariati rispetto al 31 dicembre 2019.

L'indebitamento finanziario lordo a breve termine, che evidenzia un aumento di 3.741 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, è pari a 7.705 milioni di euro ed è formato principalmente da commercial paper per 5.783 milioni di euro, cash collateral su derivati per 753 milioni di euro e altri finanziamenti a breve verso banche per 997 milioni di euro.

Si sottolinea che nel primo semestre 2020 Enel Finance International ed Endesa hanno strutturato alcuni programmi di commercial paper legati a obiettivi di sostenibilità e che al 30 settembre 2020 le emissioni totali risultano pari a 4.677 milioni di euro.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine, pari complessivamente a 13.259 milioni di euro, si decrementano di 3.113 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto principalmente del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 3.442 milioni di euro, solo parzialmente compensato dall'incremento dei cash collateral versati pari a 475 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2020 è positivo per 6.560 milioni di euro, in diminuzione di 1.111 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto, anche per gli effetti legati al COVID-19.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** dei primi nove mesi del 2020 ha assorbito liquidità per 6.482 milioni di euro, rispetto ai 6.360 milioni di euro dei primi nove mesi del 2019.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 6.563 milioni di euro, sono sostanzialmente in linea con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente; per il dettaglio si rimanda al commento del paragrafo successivo.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, sono pari a 29 milioni di euro e si riferiscono principalmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power España del 100% di Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU e Tico Solar 2 SLU, nonché da parte di Endesa Generación Portugal del 100% di Suggestion Power - Unipessoal Lda. Nei primi nove mesi del 2019 la medesima voce ammontava a 250 milioni di euro e si riferiva prevalentemente all'acquisizione tramite EGPNA (ora Enel North America) del 100% di sette impianti operativi da fonti rinnovabili dalla joint venture EGPNA REP, detenuta per il 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 153 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione da parte di Enel Green Power North America di alcune società titolari di impianti idroelettrici e valutate con il metodo del patrimonio netto, alla cessione da parte di Endesa dell'80% di quanto detenuto in Endesa Soluciones, alla cessione di alcuni impianti di storage in Nord America e all'incasso di un credito residuo relativo alla vendita nello scorso anno della centrale a carbone russa di Reftinskaya (in parte nettato dal pagamento di un residuale debito IVA legato all'operazione stessa). L'analoga

voce nei primi nove mesi del 2019 ammontava a 493 milioni di euro derivanti soprattutto dalla cessione del 100% di tre parchi solari in Brasile nonché del ramo relativo alla centrale elettrica del Mercure.

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi nove mesi del 2020, pari a 43 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente al versamento in conto capitale a favore della società a controllo congiunto OpEn Fiber, in parte compensato da disinvestimenti di lieve entità prevalentemente in Italia, Iberia e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 2.972 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2019 ne aveva assorbita per 1.207 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2020 è sostanzialmente relativo:

- > al pagamento dei dividendi per 4.632 milioni di euro;
- > al fabbisogno generato da operazioni su minoranze azionarie per un importo pari a 482 milioni di euro e relative principalmente all'incremento della quota di interessenza in Enel Américas ed Enel Chile attraverso alcuni contratti di share swap stipulati con un primario istituto finanziario (1.074 milioni di euro), in parte compensato dalla emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo denominato in euro e destinato a investitori istituzionali;
- > all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 2.151 milioni di euro soprattutto per effetto dell'emissione di commercial paper.

Nei primi nove mesi del 2020 il cash flow generato dall'attività operativa, pari a 6.560 milioni di euro, ha fronteggiato solo in parte il fabbisogno legato all'attività di finanziamento pari a 2.972 milioni di euro e all'attività di investimento pari a 6.482 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2020 risultano pari a 5.638 milioni di euro a fronte di 9.080 milioni di euro a fine 2019. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 548 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	376	498	(122)	-24,5%
Enel Green Power	2.964	2.894 ⁽¹⁾	70	2,4%
Infrastrutture e Reti	2.691	2.643	48	1,8%
Mercati finali	304	299	5	1,7%
Enel X	159	171	(12)	-7,0%
Servizi	47	61	(14)	-23,0%
Altro, elisioni e rettifiche	22	23	(1)	-4,3%
Totale	6.563	6.589	(26)	-0,4%

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 6.563 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020, in diminuzione di 26 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2019.

La riduzione ha riguardato gli investimenti in impianti di Generazione Termoelettrica e Trading, soprattutto in Iberia (85 milioni di euro) e America Latina (38 milioni di euro) nonché i minori investimenti di Enel X e nei Servizi.

Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai più alti investimenti in impianti da fonte rinnovabile e in Infrastrutture e Reti.

Maggiori sono stati gli investimenti nelle rinnovabili di Cile (259 milioni di euro), Stati Uniti (300 milioni di euro), Sudafrica (135 milioni di euro), Russia (59 milioni di euro) e Brasile (18

milioni di euro al netto del forte impatto sfavorevole dei cambi per 143 milioni di euro), solo in parte mitigati dai minori investimenti in Iberia (286 milioni di euro), Messico (223 milioni di euro), Grecia (89 milioni di euro), India (45 milioni di euro) e Canada (39 milioni di euro).

Maggiori sono gli investimenti in Italia sulle reti di distribuzione degli impianti a media e alta tensione (35 milioni di euro), in Iberia (41 milioni di euro) per attività di manutenzione e maggiori attività di connessioni rispetto al 2019 e in Romania (16 milioni di euro) per attività legate alla qualità del servizio e nuove connessioni. In riduzione sono gli investimenti registrati nell'America Latina, in particolare in Argentina (57 milioni di euro).

Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato e descritto in precedenza.

Nello specifico, tenendo presente che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività, il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

> settore primario: area di attività;

> settore secondario: area geografica.

L'area di attività, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna area di attività e solo successivamente si declinano per Paese.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

Holding							
Regioni/Paesi	Linee di Business Globali				Business locali		
	Generazione Termoelettrica	Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Enel X	Mercati finali	Servizi
Italia							
Iberia							
Europa							
Africa, Asia e Oceania							
Nord America							
America Latina							

Il modello organizzativo continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro) e aree geografiche (Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding).

Si segnala che, ai fini di una migliore rappresentazione delle

performance delle diverse Linee di Business, con decorrenza 31 marzo 2020 i dati afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione in America Latina sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali. Conseguentemente, per garantire la piena comparabilità dei dati commentati nei due periodi a confronto, si è reso necessario un coerente adeguamento dei dati riferiti ai primi nove mesi del 2019.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2020 e 2019

Terzo trimestre 2020⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	3.653	1.628	4.341	4.349	259	460	(15)	14.675
Ricavi e altri proventi intersettoriali	397	81	381	2.728	34	5	(3.626)	-
Totale ricavi e altri proventi	4.050	1.709	4.722	7.077	293	465	(3.641)	14.675
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(34)	8	-	74	-	5	(4)	49
Margine operativo lordo	340	1.085	1.898	705	45	30	(43)	4.060
Ammortamenti e impairment	190	342	749	270	35	38	4	1.628
Risultato operativo	150	743	1.149	435	10	(8)	(47)	2.432

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Terzo trimestre 2019^{(1) (2) (3)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	6.545	1.657	5.030	4.348	299	460	26	18.365
Ricavi e altri proventi intersettoriali	466	44	442	3.076	44	22	(4.094)	-
Totale ricavi e altri proventi	7.011	1.701	5.472	7.424	343	482	(4.068)	18.365
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(2.834)	(2)	-	(2)	-	-	-	(2.838)
Margine operativo lordo	310	1.018	2.177	744	35	52	(34)	4.302
Ammortamenti e impairment	3.805	315	866	246	31	40	13	5.316
Risultato operativo	(3.495)	703	1.311	498	4	12	(47)	(1.014)

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati dei "Ricavi e altri proventi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity" dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

(3) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2020 e del 2019

Primi nove mesi del 2020⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	15.241	5.096	13.150	12.682	657	1.234	(10)	48.050
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.085	188	1.120	8.812	99	55	(11.359)	-
Totale ricavi e altri proventi	16.326	5.284	14.270	21.494	756	1.289	(11.369)	48.050
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(831)	65	-	214	-	1	(1)	(552)
Margine operativo lordo	1.341	3.376	5.714	2.287	68	40	(121)	12.705
Ammortamenti e impairment	1.375	968	2.219	923	106	118	21	5.730
Risultato operativo	(34)	2.408	3.495	1.364	(38)	(78)	(142)	6.975
Investimenti	376	2.964	2.691	304	159	47	22	6.563

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Primi nove mesi del 2019^{(1) (2) (3)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	22.379	5.233	14.920	14.710	729	1.330	31	59.332
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.078	303	1.239	9.555	106	55	(12.336)	-
Totale ricavi e altri proventi	23.457	5.536	16.159	24.265	835	1.385	(12.305)	59.332
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(3.001)	(20)	-	(4)	-	-	(1)	(3.026)
Margine operativo lordo	1.215	3.292	6.148	2.405	107	134	(92)	13.209
Ammortamenti e impairment	4.912	916	2.187	736	111	124	24	9.010
Risultato operativo	(3.697)	2.376	3.961	1.669	(4)	10	(116)	4.199
Investimenti	498	2.894⁽⁴⁾	2.643	299	171	61	23	6.589

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati dei "Ricavi e altri proventi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity" dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

(3) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

(4) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base alle diverse Regioni/Paesi. Nella seguente tabella il margine operativo lordo è presentato per

i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Linea di Business, ma anche per Regione/Paese.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Infrastrutture e Reti			Mercati finali		
	Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi		
	2020	2019	Variazione	2020	2019	Variazione	2020	2019	Variazione	2020	2019	Variazione
Italia	292	73	219	1.033	894	139	2.922	2.970	(48)	1.648	1.647	1
Iberia	722	523	199	312	237	75	1.585	1.449	136	430	518	(88)
America Latina	213	463	(250)	1.432	1.685	(253)	1.109	1.658	(549)	147	236	(89)
<i>Argentina</i>	71	110	(39)	26	36	(10)	29	240	(211)	(7)	10	(17)
<i>Brasile</i>	33	75	(42)	179	262	(83)	575	804	(229)	78	122	(44)
<i>Cile</i>	11	166	(155)	574	691	(117)	121	168	(47)	19	28	(9)
<i>Colombia</i>	8	15	(7)	444	474	(30)	266	288	(22)	39	50	(11)
<i>Perù</i>	90	97	(7)	98	105	(7)	118	158	(40)	18	26	(8)
<i>Panama</i>	-	-	-	79	89	(10)	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	32	28	4	-	-	-	-	-	-
Europa	96	178	(82)	128	95	33	100	87	13	62	4	58
<i>Romania</i>	-	-	-	58	54	4	100	87	13	62	4	58
<i>Russia</i>	95	178	(83)	(3)	(1)	(2)	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	1	-	1	73	42	31	-	-	-	-	-	-
Nord America	12	(11)	23	446	406	40	-	-	-	-	-	-
<i>Stati Uniti e Canada</i>	8	(11)	19	372	336	36	-	-	-	-	-	-
<i>Messico</i>	4	-	4	74	70	4	-	-	-	-	-	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	37	44	(7)	-	-	-	-	-	-
<i>Sudafrica</i>	-	-	-	35	41	(6)	-	-	-	-	-	-
<i>India</i>	-	-	-	4	8	(4)	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	(2)	(5)	3	-	-	-	-	-	-
Altro	6	(11)	17	(12)	(69)	57	(2)	(16)	14	-	-	-
Totale	1.341	1.215	126	3.376	3.292	84	5.714	6.148	(434)	2.287	2.405	(118)

Enel X			Servizi			Altro			Totale		
Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi		
2020	2019	Variazione	2020	2019	Variazione	2020	2019	Variazione	2020	2019	Variazione
6	(1)	7	65	129	(64)	-	-	-	5.966	5.712	254
34	36	(2)	2	75	(73)	-	-	-	3.085	2.838	247
60	41	19	(75)	(79)	4	-	-	-	2.886	4.004	(1.118)
2	-	2	(3)	(1)	(2)	-	-	-	118	395	(277)
1	(2)	3	(23)	(36)	13	-	-	-	843	1.225	(382)
6	17	(11)	(49)	(42)	(7)	-	-	-	682	1.028	(346)
35	26	9	-	-	-	-	-	-	792	853	(61)
16	-	16	-	-	-	-	-	-	340	386	(46)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	79	89	(10)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	28	4
3	1	2	2	2	-	-	-	-	391	367	24
7	5	2	2	2	-	-	-	-	229	152	77
-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	177	(85)
(4)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	70	38	32
(15)	54	(69)	(2)	-	(2)	-	-	-	441	449	(8)
(15)	54	(69)	(2)	-	(2)	-	-	-	363	379	(16)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	78	70	8
(1)	(3)	2	-	-	-	-	-	-	36	41	(5)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	41	(6)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	8	(4)
(1)	(3)	2	-	-	-	-	-	-	(3)	(8)	5
(19)	(21)	2	48	7	41	(121)	(92)	(29)	(100)	(202)	102
68	107	(39)	40	134	(94)	(121)	(92)	(29)	12.705	13.209	(504)



Generazione Termoelettrica e Trading

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Impianti a carbone	9.292	32.247	(22.955)	-71,2%
Impianti a olio combustibile e turbogas	14.099	15.514	(1.415)	-9,1%
Impianti a ciclo combinato	31.947	34.310	(2.363)	-6,9%
Impianti nucleari	19.523	20.245	(722)	-3,6%
Totale produzione netta	74.861	102.316	(27.455)	-26,8%
- di cui Italia	13.003	17.000	(3.997)	-23,5%
- di cui Iberia	32.208	39.732	(7.524)	-18,9%
- di cui America Latina	16.515	18.418	(1.903)	-10,3%
- di cui Europa	13.135	27.166	(14.031)	-51,6%

Il decremento della produzione termoelettrica è attribuibile essenzialmente a una forte riduzione della generazione da impianti a carbone per 22.955 milioni di kWh, principalmente in Russia (13.333 milioni di kWh) a seguito della cessione della centrale a carbone Reftinskaya GRES, il 1° ottobre 2019, nonché in Iberia (per 5.323 milioni di kWh) e in Italia (per 3.260 milioni di kWh) per l'accelerazione del processo di transizione

energetica. In generale, anche la generazione dagli altri impianti a più elevate emissioni ha subito una riduzione a vantaggio di quella da fonte rinnovabile. In particolare, nel corso dei primi nove mesi del 2020 si è registrata una riduzione della produzione da impianti a olio combustibile e turbogas, per 1.415 milioni di kWh, e da impianti a ciclo combinato per 2.363 milioni di kWh.

Potenza efficiente netta installata

MW	Primi nove mesi			
	2020	2019 ⁽¹⁾	Variazioni	
Impianti a carbone	9.634	11.695	(2.061)	-17,6%
Impianti a olio combustibile e turbogas	11.863	12.211	(348)	-2,8%
Impianti a ciclo combinato	15.004	14.991	13	0,1%
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Totale	39.819	42.215	(2.396)	-5,7%
- di cui Italia	13.178	13.480	(302)	-2,2%
- di cui Iberia	13.861	15.957	(2.096)	-13,1%
- di cui America Latina	7.525	7.523	2	-
- di cui Europa	5.255	5.255	-	-

(1) Al 31 dicembre 2019.

La potenza efficiente netta installata termoelettrica si è ridotta di 2.396 MW nei primi nove mesi del 2020 principalmente per la dismissione di 2.061 MW di impianti a carbone in Spagna.

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
4.050	7.011	(2.961)	-42,2%	Ricavi ⁽¹⁾	16.326	23.457	(7.131)	-30,4%
340	310	30	9,7%	Margine operativo lordo	1.341	1.215	126	10,4%
604	513	91	17,7%	Margine operativo lordo ordinario	1.677	1.324	353	26,7%
150	(3.495)	3.645	-	Risultato operativo	(34)	(3.697)	3.663	-
				Investimenti	376	498	(122)	-24,5%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2020.

Ricavi⁽¹⁾

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
2.303	4.748	(2.445)	-51,5%	Italia	11.066	17.027	(5.961)	-35,0%
1.337	1.731	(394)	-22,8%	Iberia	3.856	4.590	(734)	-16,0%
289	418	(129)	-30,9%	America Latina	963	1.419	(456)	-32,1%
32	51	(19)	-37,3%	- di cui Argentina	120	215	(95)	-44,2%
38	74	(36)	-48,6%	- di cui Brasile	106	200	(94)	-47,0%
136	182	(46)	-25,3%	- di cui Cile	472	675	(203)	-30,1%
45	23	22	95,7%	- di cui Colombia	140	68	72	-
38	88	(50)	-56,8%	- di cui Perù	125	261	(136)	-52,1%
(256)	12	(268)	-	Nord America	21	17	4	23,5%
406	255	151	59,2%	Europa	406	750	(344)	-45,9%
(275)	9	(284)	-	- di cui Romania	-	23	(23)	-
402	244	158	64,8%	- di cui Russia	404	725	(321)	-44,3%
2	2	-	-	- di cui altri Paesi	2	2	-	-
120	15	105	-	Altro	93	41	52	-
(12.355)	(168)	(12.187)	-	Elisioni e rettifiche	(79)	(387)	308	79,6%
4.050	7.011	(2.961)	-42,2%	Totale	16.326	23.457	(7.131)	-30,4%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'“Agenda Decision” del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni di dettaglio della Generazione Termoelettrica e Trading relative ai soli ricavi della generazione termoelettrica e nucleare.

Milioni di euro	Primi nove mesi		
Ricavi	2020	2019	Variazione
Ricavi da generazione termoelettrica	5.430	8.000	-32,1%
- di cui da generazione a carbone	1.213	2.209	-45,1%
Ricavi da generazione nucleare	1.015	993	2,2%
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	11,3%	13,5%	
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	2,5%	3,7%	
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	2,1%	1,7%	

Margine operativo lordo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi		
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni
112	(103)	215	- Italia	292	73	219
117	214	(97)	-45,3% Iberia	722	523	199
88	142	(54)	-38,0% America Latina	213	463	(250)
21	40	(19)	-47,5% - di cui Argentina	71	110	(39)
13	22	(9)	-40,9% - di cui Brasile	33	75	(42)
14	45	(31)	-68,9% - di cui Cile	11	166	(155)
12	5	7	- - di cui Colombia	8	15	(7)
28	30	(2)	-6,7% - di cui Perù	90	97	(7)
2	(6)	8	- Nord America	12	(11)	23
19	64	(45)	-70,3% Europa	96	178	(82)
-	1	(1)	- - di cui Romania	-	-	-
19	63	(44)	-69,8% - di cui Russia	95	178	(83)
-	-	-	- - di cui altri Paesi	1	-	1
2	(1)	3	- Altro	6	(11)	17
340	310	30	9,7% Totale	1.341	1.215	126
						10,4%

L'incremento del **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2020 è riferibile principalmente:

- > all'aumento del margine in Iberia sostanzialmente riconducibile:
 - alla riduzione dei costi del personale per 234 milioni di euro, dovuta essenzialmente all'applicazione del nuovo contratto collettivo in Endesa ("V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa"), che ha comportato una modifica del beneficio dello sconto energia per dipendenti ed ex dipendenti;
 - ai benefici legati alla strategia di approvvigionamento delle commodity energetiche e al miglioramento dell'efficienza operativa;
 - alla riduzione dei costi associati ai servizi per effetto del lockdown causato dall'emergenza sanitaria da COVID-19.

Tali effetti sono stati solo in parte compensati:

- dai maggiori oneri (204 milioni di euro) derivanti dai piani di ristrutturazione aziendali avviati dal Gruppo nell'ambito del processo di transizione energetica e in particolare riferiti a impianti a carbone in Spagna;
- dall'incremento degli oneri tributari per 62 milioni di euro dovuto alla sospensione temporanea per il solo esercizio 2019 dell'imposta sulla produzione di energia elettrica e sui combustibili nella generazione elettrica termo-convenzionale e nucleare (Regio Decreto Legge n. 15/2018), oltre che all'introduzione da luglio 2020 di una nuova "ecotassa" nella regione catalana;
- > all'incremento del margine in Italia per 219 milioni di euro ascrivibile soprattutto alla forte riduzione dei costi di approvvigionamento delle centrali termiche in dismissione.

Tale effetto è stato in parte compensato dalla rilevazione nei primi nove mesi del 2019 della plusvalenza di 94 milioni di euro per la cessione di Mercure Srl (al netto degli oneri di bonifica del sito industriale previsti contrattualmente);

- > alla riduzione del margine in America Latina principalmente riferibile:
 - alla diminuzione del margine in Cile per 155 milioni di euro, dovuta prevalentemente alla rilevazione nei primi nove mesi del 2019 dell'indennizzo da Anglo American di 80 milioni di euro, per l'esercizio anticipato dell'opzione di recesso, nonché alla riduzione dei volumi venduti;
 - al decremento del margine in Brasile, per 42 milioni di euro, principalmente a seguito dei minori volumi venduti in un regime di prezzi medi decrescenti e per il deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro;
 - alla riduzione del margine in Argentina per 39 milioni di euro, da ricondurre soprattutto all'andamento sfavorevole del cambio;
- > al decremento del margine in Europa per 82 milioni di euro, prevalentemente in Russia essenzialmente a seguito della cessione della centrale a carbone Reftinskaya GRES.

Il **margine operativo lordo ordinario** aumenta di 353 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2019. La variazione positiva, oltre a quanto già commentato in precedenza sul margine operativo lordo, è dovuta agli effetti delle diverse compo-

nenti non ricorrenti nei due periodi a confronto. In particolare, per i primi nove mesi del 2020 le componenti non incluse nella determinazione del margine operativo lordo ordinario sono relative:

- > agli oneri accantonati in Spagna connessi alla riconversione del personale a seguito dell'accelerazione del processo di transizione energetica (204 milioni di euro);
- > agli adeguamenti di valore rilevati nei primi nove mesi del 2020 sui magazzini degli impianti a carbone e conseguenti alle valutazioni effettuate circa la recuperabilità dei valori iscritti delle attività inerenti agli impianti a carbone già oggetto di impairment (124 milioni di euro, di cui 87 milioni di euro in Italia, 18 milioni di euro in Cile e 19 milioni di euro in Spagna);
- > ai costi non ricorrenti sostenuti per fronteggiare la pandemia COVID-19 (8 milioni di euro) per sanificazione degli ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni.

Nell'analogo periodo del 2019 le partite straordinarie erano costituite:

- > dalle svalutazioni dei magazzini afferenti agli impianti oggetto di impairment (203 milioni di euro);
- > dal provento relativo alla cessione dell'impianto a biomasse della Valle del Mercure (94 milioni di euro al netto degli oneri di bonifica del sito industriale previsti contrattualmente).

Risultato operativo

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi		
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni	
59	(2.100)	2.159	- Italia	161	(2.054)	2.215	-
18	(1.541)	1.559	- Iberia	374	(1.576)	1.950	-
59	104	(45)	-43,3% America Latina	(649)	(54)	(595)	-
9	34	(25)	-73,5% - di cui Argentina	28	71	(43)	-60,6%
11	19	(8)	-42,1% - di cui Brasile	26	66	(40)	-60,6%
11	29	(18)	-62,1% - di cui Cile	(765)	(263)	(502)	-
8	-	8	- - di cui Colombia	(4)	2	(6)	-
20	22	(2)	-9,1% - di cui Perù	66	70	(4)	-5,7%
-	(6)	6	- Nord America	11	(12)	23	-
13	49	(36)	-73,5% Europa	65	12	53	-
-	(1)	1	- - di cui Romania	-	(1)	1	-
12	49	(37)	-75,5% - di cui Russia	64	12	52	-
1	1	-	- - di cui altri Paesi	1	1	-	-
2	-	2	- Altro	5	(12)	17	-
(1)	(1)	-	- Elisioni e rettifiche	(1)	(1)	-	-
150	(3.495)	3.645	- Totale	(34)	(3.697)	3.663	-

L'incremento del **risultato operativo**, oltre a quanto già commentato nel margine operativo lordo, è connesso ai minori ammortamenti e impairment (per complessivi 3.537 milioni di euro) rilevati nel corso dei primi nove mesi del 2020 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. In partico-

lare, i minori ammortamenti ammontano a 261 milioni di euro e i minori impairment su asset ammontano a 3.280 milioni di euro rilevati nei primi nove mesi del 2020 rispetto all'analogo periodo del 2019.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Italia	90	85	5	5,9%
Iberia	179	264	(85)	-32,2%
America Latina	66	104	(38)	-36,5%
Europa	40	45	(5)	-11,1%
Altro	-	-	-	-
Totale	376	498	(122)	-24,5%

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2020 si riferiscono, quasi esclusivamente, a interventi di manutenzione e di messa in sicurezza degli impianti.



Enel Green Power

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Idroelettrica	46.608	45.567	1.041	2,3%
Geotermoelettrica	4.611	4.598	13	0,3%
Eolica	21.942	18.932	3.010	15,9%
Solare	4.397	2.900	1.497	51,6%
Altre fonti	1	21	(20)	-95,2%
Totale produzione netta	77.559	72.018	5.541	7,7%
- di cui Italia	17.668	17.718	(50)	-0,3%
- di cui Iberia	9.942	6.823	3.119	45,7%
- di cui America Latina	34.694	35.797	(1.103)	-3,1%
- di cui Europa	1.771	1.403	368	26,2%
- di cui Nord America	12.364	9.096	3.268	35,9%
- di cui Africa, Asia e Oceania	1.120	1.181	(61)	-5,2%

Nei primi nove mesi del 2020 la produzione netta di energia elettrica registra un incremento riconducibile prevalentemente alla maggior produzione soprattutto da fonte eolica, solare e idroelettrica.

In particolare, gli aumenti più rilevanti da fonte eolica si sono verificati negli Stati Uniti per 1.651 milioni di kWh prevalentemente per l'avvio in esercizio degli impianti High Lonesome (I e II) e Whitney Hill, in Messico per 328 milioni di kWh soprattutto per l'avvio in esercizio dell'impianto Dolores Wind, in Canada per 226 milioni di kWh prevalentemente per l'avvio in esercizio dell'impianto di Riverview, in Iberia per 649 milioni di kWh e in Grecia per 310 milioni di kWh principalmente per l'avvio delle nuove centrali eoliche di Kafireas.

La produzione da fonte solare registra un incremento prevalentemente negli Stati Uniti (+695 milioni di kWh) cui contribuisce in misura rilevante il nuovo impianto di Roadrunner,

in Messico (+346 milioni di kWh) principalmente a seguito dell'avvio in esercizio dell'impianto di Magdalena e in Iberia (+376 milioni di kWh) soprattutto grazie a nuovi impianti connessi a fine 2019 nella regione dell'Estremadura.

Con riferimento alla produzione idroelettrica, la diffusa riduzione di risorsa è stata più che compensata da una maggiore produzione dei pompaggi in Spagna e Italia, dove rispettivamente si registrano incrementi per +2.095 milioni di kWh e +55 milioni di kWh. Tali effetti sono stati compensati da una forte riduzione in America Latina (-1.087 milioni di kWh). Quest'ultima si caratterizza per andamenti diversi nei vari Paesi: in particolar modo si registra un decremento in Cile (-1.012 milioni di kWh) e Colombia (-1.100 milioni di kWh) e un incremento in Perù (+128 milioni di kWh), Brasile (+393 milioni di kWh), Argentina (+401 milioni di kWh) e Guatemala (+115 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW	Primi nove mesi			
	2020	2019 ⁽¹⁾	Variazioni	
Idroelettrica	27.833	27.830	3	-
Geotermoelettrica	882	878	4	0,5%
Eolica	11.301	10.327	974	9,4%
Solare	3.636	3.094	542	17,5%
Altre fonti	5	5	-	-
Totale potenza efficiente netta	43.657	42.134	1.523	3,6%
- di cui Italia	13.978	13.972	6	-
- di cui Iberia	7.478	7.391	87	1,2%
- di cui America Latina	14.294	13.676	618	4,5%
- di cui Europa	1.051	1.037	14	1,4%
- di cui Nord America	5.951	5.282	669	12,7%
- di cui Africa, Asia e Oceania	905	776	129	16,6%

(1) Al 31 dicembre 2019.

L'incremento della potenza efficiente netta si registra principalmente negli Stati Uniti per la realizzazione degli impianti solari di Roadrunner Ph II, Roadrunner Ph III, Roadrunner Ph

IV, in Messico per i parchi eolici Dolores Wind SA de Cv e Parque Amistad III SA de Cv, e in Brasile per gli impianti fotovoltaici di São Gonçalo e per quello eolico di Lagoa dos Ventos I.

Risultati economici⁽¹⁾

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
1.709	1.701	8	0,5%	Ricavi	5.284	5.536	(252)	-4,6%
1.085	1.018	67	6,6%	Margine operativo lordo	3.376	3.292	84	2,6%
1.091	1.018	73	7,2%	Margine operativo lordo ordinario	3.387	3.292	95	2,9%
743	703	40	5,7%	Risultato operativo	2.408	2.376	32	1,3%
				Investimenti	2.964	2.894 ⁽²⁾	70	2,4%

(1) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2020.

Ricavi⁽¹⁾

3° trimestre				Milioni di euro		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni			
492	428	64	15,0%	Italia	1.584	1.385	199	14,4%	
169	130	39	30,0%	Iberia	559	459	100	21,8%	
705	863	(158)	-18,3%	America Latina	2.137	2.793	(656)	-23,5%	
11	13	(2)	-15,4%	- di cui Argentina	34	45	(11)	-24,4%	
102	167	(65)	-38,9%	- di cui Brasile	335	527	(192)	-36,4%	
311	304	7	2,3%	- di cui Cile	898	1.143	(245)	-21,4%	
198	276	(78)	-28,3%	- di cui Colombia	620	768	(148)	-19,3%	
32	43	(11)	-25,6%	- di cui Perù	98	132	(34)	-25,8%	
33	44	(11)	-25,0%	- di cui Panama	104	130	(26)	-20,0%	
18	16	2	12,5%	- di cui altri Paesi	48	48	-	-	
241	197	44	22,3%	Nord America	700	644	56	8,7%	
200	158	42	26,6%	- di cui Stati Uniti e Canada	607	529	78	14,7%	
41	39	2	5,1%	- di cui Messico	93	115	(22)	-19,1%	
80	55	25	45,5%	Europa	244	187	57	30,5%	
39	34	5	14,7%	- di cui Romania	148	126	22	17,5%	
38	19	19	-	- di cui Grecia	87	54	33	61,1%	
2	1	1	-	- di cui Bulgaria	8	6	2	33,3%	
1	1	-	-	- di cui altri Paesi	1	1	-	-	
29	29	-	-	Africa, Asia e Oceania	73	78	(5)	-6,4%	
75	33	42	-	Altro	174	85	89	-	
(82)	(34)	(48)	-	Elisioni e rettifiche	(187)	(95)	(92)	-96,8%	
1.709	1.701	8	0,5%	Totale	5.284	5.536	(252)	-4,6%	

(1) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Margine operativo lordo⁽¹⁾

3° trimestre				Milioni di euro				Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni					
288	279	9	3,2%	Italia	1.033	894	139	15,5%			
96	54	42	77,8%	Iberia	312	237	75	31,6%			
479	553	(74)	-13,4%	America Latina	1.432	1.685	(253)	-15,0%			
8	10	(2)	-20,0%	- di cui Argentina	26	36	(10)	-27,8%			
61	75	(14)	-18,7%	- di cui Brasile	179	262	(83)	-31,7%			
208	229	(21)	-9,2%	- di cui Cile	574	691	(117)	-16,9%			
130	164	(34)	-20,7%	- di cui Colombia	444	474	(30)	-6,3%			
35	35	-	-	- di cui Perù	98	105	(7)	-6,7%			
25	31	(6)	-19,4%	- di cui Panama	79	89	(10)	-11,2%			
12	9	3	33,3%	- di cui altri Paesi	32	28	4	14,3%			
141	109	32	29,4%	Nord America	446	406	40	9,9%			
112	86	26	30,2%	- di cui Stati Uniti e Canada	372	336	36	10,7%			
29	23	6	26,1%	- di cui Messico	74	70	4	5,7%			
48	26	22	84,6%	Europa	128	95	33	34,7%			
16	12	4	33,3%	- di cui Romania	58	54	4	7,4%			
(1)	(1)	-	-	- di cui Russia	(3)	(1)	(2)	-			
31	14	17	-	- di cui Grecia	68	40	28	70,0%			
1	1	-	-	- di cui Bulgaria	6	4	2	50,0%			
1	-	1	-	- di cui altri Paesi	(1)	(2)	1	50,0%			
15	16	(1)	-6,3%	Africa, Asia e Oceania	37	44	(7)	-15,9%			
18	(19)	37	-	Altro	(12)	(69)	57	82,6%			
1.085	1.018	67	6,6%	Totale	3.376	3.292	84	2,6%			

(1) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

La variazione del **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2020 è sostanzialmente riferibile:

- > all'incremento del margine in Italia soprattutto per effetto delle migliori performance degli impianti idroelettrici;
- > all'aumento del margine in Spagna riconducibile soprattutto alle maggiori quantità prodotte e vendute, grazie anche alla maggiore capacità installata per l'entrata in funzione di alcuni impianti eolici nel corso del 2019;
- > al miglioramento del margine in Nord America, principalmente negli Stati Uniti e in Canada, dove la rilevazione di un negative goodwill di 106 milioni di euro nel 2019 è stato più che compensato dai seguenti effetti:
 - maggiori proventi per tax partnership (108 milioni di euro) rilevati nei primi nove mesi del 2020 a seguito dell'entrata in funzione di nuovi impianti di Enel North America (già Enel Green Power North America), in particolare High Lonesome, Whitney Hill Wind Power e Roadrunner;

- maggiori proventi da indennizzi e contenziosi (46 milioni di euro);
- > all'incremento del margine registrato in Europa e in particolare in Grecia a seguito dell'entrata in funzione degli impianti eolici di Kafireas avvenuta nel corso dei primi mesi del 2020;
- > al minore margine in America Latina dovuto prevalentemente:
 - al decremento del margine in Cile riferibile principalmente alla rilevazione nei primi nove mesi del 2019 da parte di Enel Generación Chile di ricavi pari a 80 milioni di euro per penali dovute all'esercizio del recesso anticipato, da parte di un grande cliente industriale, dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica, nonché all'andamento sfavorevole dei cambi per 56 milioni di euro;
 - al peggioramento del margine in Brasile prevalentemente per effetto delle minori quantità vendute e per il

significativo deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro;

- alla riduzione del margine in Colombia prevalentemente per l'effetto cambi negativo (56 milioni di euro) nonché per le minori quantità prodotte e vendute, imputabili soprattutto alla scarsa idraulicità.

Il **margine operativo lordo ordinario**, pari a 3.387 milioni di euro (3.292 al 30 settembre 2019), risente per 6 milioni di euro

dei costi sostenuti a seguito della pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni, per 3 milioni di euro della fornitura da parte di Enel Green Power Italia di pannelli solari legati a una clausola contrattuale riferita alla cessione nel 2019 di EF Solare Italia a F2i, e per 2 milioni di euro dei costi relativi alle attività, dirette e indirette, previste dai piani di riconversione legati alla transizione energetica in Spagna.

Risultato operativo⁽¹⁾

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
218	203	15	7,4%	Italia	803	670	133	19,9%
42	9	33	-	Iberia	164	111	53	47,7%
365	448	(83)	-18,5%	America Latina	1.130	1.378	(248)	-18,0%
7	5	2	40,0%	- di cui Argentina	23	28	(5)	-17,9%
46	54	(8)	-14,8%	- di cui Brasile	131	194	(63)	-32,5%
169	184	(15)	-8,2%	- di cui Cile	452	564	(112)	-19,9%
118	150	(32)	-21,3%	- di cui Colombia	405	431	(26)	-6,0%
26	24	2	8,3%	- di cui Perù	71	74	(3)	-4,1%
21	27	(6)	-22,2%	- di cui Panama	64	77	(13)	-16,9%
(22)	4	(26)	-	- di cui altri Paesi	(16)	10	(26)	-
62	40	22	55,0%	Nord America	232	210	22	10,5%
				- di cui Stati Uniti e				
42	23	19	82,6%	Canada	183	159	24	15,1%
20	17	3	17,6%	- di cui Messico	49	51	(2)	-3,9%
32	15	17	-	Europa	84	61	23	37,7%
11	6	5	83,3%	- di cui Romania	43	38	5	13,2%
(2)	1	(3)	-	- di cui Russia	(4)	-	(4)	-
23	8	15	-	- di cui Grecia	44	24	20	83,3%
1	-	1	-	- di cui Bulgaria	4	2	2	-
(1)	-	(1)	-	- di cui altri Paesi	(3)	(3)	-	-
				Africa, Asia e				
8	6	2	33,3%	Oceania	11	14	(3)	-21,4%
15	(19)	34	-	Altro	(17)	(69)	52	-75,4%
1	1	-	-	Elisioni e rettifiche	1	1	-	-
743	703	40	5,7%	Totale	2.408	2.376	32	1,3%

(1) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

Il **risultato operativo**, beneficiando dei fenomeni illustrati nel margine operativo lordo, risulta in aumento nonostante i maggiori ammortamenti e impairment per 52 milioni di euro. In particolare, maggiori ammortamenti sono riconducibili al

passaggio in esercizio nel corso del 2019 e del 2020 di nuovi impianti, in particolare negli Stati Uniti e in Messico. Gli impairment si incrementano di 19 milioni di euro, di cui 14 milioni di euro in Italia per l'impianto solare dell'interporto di Nola.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Italia	139	134	5	3,7%
Iberia	313	599	(286)	-47,7%
America Latina	936	648 ⁽¹⁾	288	44,4%
Nord America	1.137	1.099	38	3,5%
Europa	122	160	(38)	-23,8%
Africa, Asia e Oceania	299	238	61	25,6%
Altro	18	16	2	12,5%
Totale	2.964	2.894	70	2,4%

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2020 registrano un incremento di 70 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti in America Latina pari a 288 milioni e principalmente in impianti fotovoltaici (291 milioni di euro), geotermici (16 milioni di euro) ed eolici (14 milioni di euro), in parte compensati da minori investimenti in impianti idroelettrici (65 milioni di euro); i maggiori investimenti sono concentrati prevalentemente in Cile e Brasile;
- > maggiori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 61 milioni di euro riferiti principalmente a impianti eolici in Sudafrica (135 milioni di euro), in particolare per lo sviluppo del Round 4, in parte compensati da minori investimenti in India (45 milioni di euro);
- > maggiori investimenti in Nord America per 38 milioni di euro riferiti prevalentemente ai maggiori investimenti negli

Stati Uniti in impianti eolici (232 milioni di euro) e fotovoltaici (80 milioni di euro), in parte compensati dai minori investimenti in impianti eolici (131 milioni di euro) e fotovoltaici (91 milioni di euro) in Messico e in impianti eolici in Canada (39 milioni di euro), a seguito del passaggio in esercizio di numerosi impianti realizzati nel 2019;

- > minori investimenti in Iberia per 286 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici (289 milioni di euro) in considerazione del fatto che la maggior parte dei progetti in portafoglio sono stati realizzati nel corso del 2019, in parte compensati da maggiori investimenti in impianti idroelettrici;
- > minori investimenti in Europa per 38 milioni di euro, in particolare in Grecia (89 milioni di euro) a seguito di progetti sviluppati nel corso del 2019 e poi divenuti operativi. Tale effetto è in parte compensato dai maggiori investimenti in impianti eolici realizzati in Russia per 59 milioni di euro.



Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	357.248	379.578	(22.330)	-5,9%
- di cui Italia	155.898	169.582	(13.684)	-8,1%
- di cui Iberia	93.206	95.542	(2.336)	-2,4%
- di cui America Latina	96.783	102.667	(5.884)	-5,7%
- di cui Europa	11.361	11.787	(426)	-3,6%
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	44.943.498	44.345.840	597.658	1,3%

(1) Il dato del 2019 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

Nel corso dei primi nove mesi del 2020 si riscontra una riduzione dell'energia trasportata sulla rete (-5,9%) in generale per gli effetti dell'emergenza sanitaria COVID-19. Si commentano di seguito gli impatti sulle differenti aree geografiche:

- > in Italia (-8,1%), la diminuzione della domanda di energia elettrica distribuita ha riguardato i clienti in bassa tensione per gli usi non domestici (-5,4 TWh) e quelli in media tensione (-5,3 TWh). In diminuzione anche la domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in alta e altissima tensione (-3,3 TWh);
- > in America Latina (-5,7%), la diminuzione dei volumi vettoriali si è registrata principalmente in Brasile;
- > in Europa (-3,6%), la diminuzione dell'energia distribuita è stata rilevata in Romania ed è attribuibile al settore dei clienti business;
- > in Iberia (-2,4%), il decremento è dovuto essenzialmente alla diminuzione della domanda.

Frequenza media di interruzioni per cliente

SAIFI (n. medio)	Primi nove mesi			
	2020	2019 ⁽¹⁾	Variazioni	
Italia	1,8	1,9	(0,1)	-5,3%
Iberia	1,4	1,4	-	-
Argentina	4,9	6,0	(1,1)	-18,3%
Brasile	5,4	5,8	(0,4)	-6,9%
Cile	1,6	1,6	-	-
Colombia	6,3	6,8	(0,5)	-7,4%
Perù	2,5	2,8	(0,3)	-10,7%
Romania	3,4	4,1	(0,7)	-17,1%

(1) Al 31 dicembre 2019.

Durata media di interruzioni per cliente

SAIDI (minuti medi)	Primi nove mesi			
	2020	2019 ⁽¹⁾	Variazioni	
<i>Italia</i>	44,1	48,5	(4,4)	-9,1%
<i>Iberia</i>	76,5	75,8	0,7	0,9%
<i>Argentina</i>	992,0	1.214,1	(222,1)	-18,3%
<i>Brasile</i>	667,8	728,8	(61,0)	-8,4%
<i>Cile</i>	177,0	184,1	(7,1)	-3,9%
<i>Colombia</i>	540,8	666,6	(125,8)	-18,9%
<i>Perù</i>	417,1	418,9	(1,8)	-0,4%
<i>Romania</i>	136,6	169,6	(33,0)	-19,5%

(1) Al 31 dicembre 2019.

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento in tutte le aree geografiche anche se l'indicatore SAIDI relativo alle interruzio-

ni in Argentina è tuttora elevato, in particolare per guasti ai sistemi di trasmissione di alta tensione non gestiti dal Gruppo.

Perdite di rete

Perdite di rete (% media)	Primi nove mesi			
	2020	2019 ⁽¹⁾	Variazioni	
<i>Italia</i>	4,7	4,7	-	-
<i>Iberia</i>	7,3	7,5	(0,2)	-2,7%
<i>Argentina</i>	18,4	15,5	2,9	18,7%
<i>Brasile</i>	13,4	12,8	0,6	4,7%
<i>Cile</i>	5,2	5,0	0,2	4,0%
<i>Colombia</i>	7,5	7,7	(0,2)	-2,6%
<i>Perù</i>	8,7	8,2	0,5	6,1%
<i>Romania</i>	9,3	9,7	(0,4)	-4,1%

(1) Al 31 dicembre 2019.

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro				Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni					
4.722	5.472	(750)	-13,7%	Ricavi	14.270	16.159	(1.889)	-11,7%			
1.898	2.177	(279)	-12,8%	Margine operativo lordo	5.714	6.148	(434)	-7,1%			
1.904	2.177	(273)	-12,5%	Margine operativo lordo ordinario	5.753	6.098	(345)	-5,7%			
1.149	1.311	(162)	-12,4%	Risultato operativo	3.495	3.961	(466)	-11,8%			
				Investimenti	2.691	2.643	48	1,8%			

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2020.

Ricavi

3° trimestre				Milioni di euro				Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni					
1.882	2.056	(174)	-8,5%	Italia	5.515	5.736	(221)	-3,9%			
640	646	(6)	-0,9%	Iberia	1.892	1.956	(64)	-3,3%			
2.090	2.675	(585)	-21,9%	America Latina	6.553	8.193	(1.640)	-20,0%			
152	159	(7)	-4,4%	- di cui Argentina	515	909	(394)	-43,3%			
1.314	1.777	(463)	-26,1%	- di cui Brasile	4.115	5.097	(982)	-19,3%			
339	388	(49)	-12,6%	- di cui Cile	953	1.127	(174)	-15,4%			
145	156	(11)	-7,1%	- di cui Colombia	448	465	(17)	-3,7%			
140	195	(55)	-28,2%	- di cui Perù	522	595	(73)	-12,3%			
98	97	1	1,0%	Europa	289	282	7	2,5%			
88	13	75	-	Altro	233	37	196	-			
(76)	(15)	(61)	-	Elisioni e rettifiche	(212)	(45)	(167)	-			
4.722	5.472	(750)	-13,7%	Totale	14.270	16.159	(1.889)	-11,7%			

Margine operativo lordo

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
1.049	1.146	(97)	-8,5%	Italia	2.922	2.970	(48)	-1,6%
464	475	(11)	-2,3%	Iberia	1.585	1.449	136	9,4%
336	520	(184)	-35,4%	America Latina	1.109	1.658	(549)	-33,1%
6	(2)	8	-	- di cui Argentina	29	240	(211)	-87,9%
191	317	(126)	-39,7%	- di cui Brasile	575	804	(229)	-28,5%
38	52	(14)	-26,9%	- di cui Cile	121	168	(47)	-28,0%
81	103	(22)	-21,4%	- di cui Colombia	266	288	(22)	-7,6%
20	50	(30)	-60,0%	- di cui Perù	118	158	(40)	-25,3%
45	40	5	12,5%	Europa	100	87	13	14,9%
4	(4)	8	-	Altro	(2)	(16)	14	87,5%
1.898	2.177	(279)	-12,8%	Totale	5.714	6.148	(434)	-7,1%

Il **marginale operativo lordo** si decrementa:

- > in America Latina, in particolar modo in Brasile per i minori volumi vettoriati in conseguenza del COVID-19 e per lo sfavorevole andamento dei cambi, ma anche in Argentina per la rilevazione nei primi nove mesi del 2019 dell'accordo transattivo di Edesur con il Governo argentino che ha sanato pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 (202 milioni di euro);
- > in Italia, prevalentemente per i minori margini rilevati a seguito della riduzione dei volumi vettoriati per il COVID-19 e per l'indennizzo ricevuto nel 2019 connesso alla cessione di Enel Rete Gas (50 milioni di euro). Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori proventi per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete in base alle delibere 50/2018 e 568/2019 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (51 milioni di euro).

Le variazioni negative registrate in America Latina e in Italia sono state in parte compensate dall'incremento del margine in Iberia per 136 milioni di euro, in particolare per effetto della sottoscrizione, nel corso del primo semestre 2020, del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa" che ha comportato

una modifica al beneficio dello sconto energia ai dipendenti e agli ex dipendenti con un conseguente riversamento del fondo per un ammontare complessivo di 269 milioni di euro, il cui effetto positivo è stato solo parzialmente compensato dall'accantonamento per la risoluzione anticipata del rapporto di lavoro su base volontaria per 91 milioni di euro e dall'effetto negativo derivante dalle minori quantità trasportate unitamente all'applicazione del nuovo regime tariffario in Spagna entrato in vigore per il periodo 2020-2025.

Il **marginale operativo lordo ordinario** diminuisce di 345 milioni di euro rispetto al 2019.

Le partite straordinarie producono una variazione positiva di 89 milioni di euro sul margine operativo lordo ordinario tenendo presente che nel 2020 esse si riferiscono, per 39 milioni di euro, ai costi sostenuti principalmente in Italia e in Brasile a causa della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni, mentre nell'esercizio a confronto includevano l'ulteriore indennizzo (pari a 50 milioni di euro) connesso alla cessione di Enel Rete Gas avvenuta nel 2009.

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
658	665	(7)	-1,1%	1.827	1.973	(146)	-7,4%	
283	292	(9)	-3,1%	1.035	910	125	13,7%	
180	341	(161)	-47,2%	598	1.078	(480)	-44,5%	
4	(8)	12	-	17	218	(201)	-92,2%	
87	206	(119)	-57,8%	239	408	(169)	-41,4%	
27	41	(14)	-34,1%	87	133	(46)	-34,6%	
56	67	(11)	-16,4%	187	206	(19)	-9,2%	
6	35	(29)	-82,9%	68	113	(45)	-39,8%	
25	17	8	47,1%	39	17	22	-	
3	(4)	7	-	(4)	(17)	13	76,5%	
1.149	1.311	(162)	-12,4%	3.495	3.961	(466)	-11,8%	

Il **risultato operativo**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 2.219 milioni di euro (2.187 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019), è sostanzialmente riconducibile a quanto già commentato per il margine operativo lordo del periodo e alle maggiori svalutazioni dei crediti in Italia anche per gli effetti dovuti al COVID-19 (47 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Italia	1.291	1.256	35	2,8%
Iberia	401	360	41	11,4%
America Latina	859	911	(52)	-5,7%
Europa	132	116	16	13,8%
Altro	8	-	8	-
Totale	2.691	2.643	48	1,8%

Gli **investimenti** nei due periodi messi a confronto registrano un incremento complessivo di 48 milioni di euro. In particolare, l'aumento è riconducibile:

- > all'Italia per gli investimenti effettuati sugli impianti ad alta e media tensione;
- > alla Spagna per investimenti su linee di distribuzione,

sub-stazioni, trasformatori e per sostituzione degli apparati di misurazione.

Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla riduzione degli investimenti in America Latina e in particolar modo in Argentina, a causa dello sfavorevole andamento dei cambi e al congelamento delle tariffe a partire da febbraio 2019.



Mercati finali

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Mercato libero	119.290	129.730	(10.440)	-8,0%
Mercato regolato	102.698	112.439	(9.741)	-8,7%
Totale⁽¹⁾	221.988	242.169	(20.181)	-8,3%
- di cui Italia	67.303	74.137	(6.834)	-9,2%
- di cui Iberia	60.585	67.018	(6.433)	-9,6%
- di cui America Latina ⁽¹⁾	87.533	93.690	(6.157)	-6,6%
- di cui Europa	6.567	7.324	(757)	-10,3%

(1) I volumi contengono anche le vendite a grandi clienti effettuate dalle società di generazione in America Latina; il dato 2019 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati.

Nei primi nove mesi del 2020 si registrano minori quantità vendute principalmente per una riduzione dei consumi connessa al calo della domanda di energia elettrica in tutti i Paesi, prevalentemente a seguito dell'emergenza sanitaria CO-

VID-19 che ha comportato una diminuzione dei volumi venduti in Italia, Spagna e America Latina. La diminuzione in Italia e Spagna è stata maggiormente registrata nel mercato libero relativo ai clienti "business to business" (B2B).

Vendite di gas naturale

Milioni di m ³	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Business to consumer	2.393	2.583	(190)	-7,4%
Business to business	4.273	5.016	(743)	-14,8%
Totale	6.666	7.599	(933)	-12,3%
- di cui Italia	3.060	3.395	(335)	-9,9%
- di cui Iberia	3.530	4.194	(664)	-15,8%
- di cui Europa	76	10	66	-

La riduzione delle quantità vendute di gas nei primi nove mesi del 2020, rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente,

è riferibile principalmente a una riduzione dei consumi in Italia e in Spagna, anche per effetto del COVID-19.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
7.077	7.424	(347)	-4,7%	Ricavi	21.494	24.265	(2.771)	-11,4%
705	744	(39)	-5,2%	Margine operativo lordo	2.287	2.405	(118)	-4,9%
706	744	(38)	-5,1%	Margine operativo lordo ordinario	2.297	2.405	(108)	-4,5%
435	498	(63)	-12,7%	Risultato operativo	1.364	1.669	(305)	-18,3%
				Investimenti	304	299	5	1,7%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2020.

Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
3.556	3.723	(167)	-4,5%	Italia	10.704	11.945	(1.241)	-10,4%
2.897	3.050	(153)	-5,0%	Iberia	8.828	10.294	(1.466)	-14,2%
350	373	(23)	-6,2%	America Latina	1.109	1.187	(78)	-6,6%
(1)	(3)	2	66,7%	- di cui Argentina	1	33	(32)	-97,0%
68	100	(32)	-32,0%	- di cui Brasile	226	309	(83)	-26,9%
61	72	(11)	-15,3%	- di cui Cile	201	216	(15)	-6,9%
163	190	(27)	-14,2%	- di cui Colombia	524	585	(61)	-10,4%
59	14	45	-	- di cui Perù	157	44	113	-
1	(2)	3	-	Nord America	-	1	(1)	-
272	280	(8)	-2,9%	Europa	852	838	14	1,7%
1	-	1	-	Elisioni e rettifiche	1	-	1	-
7.077	7.424	(347)	-4,7%	Totale	21.494	24.265	(2.771)	-11,4%

Margine operativo lordo

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
514	480	34	7,1%	Italia	1.648	1.647	1	0,1%
125	194	(69)	-35,6%	Iberia	430	518	(88)	-17,0%
42	63	(21)	-33,3%	America Latina	147	236	(89)	-37,7%
(4)	(6)	2	33,3%	- di cui Argentina	(7)	10	(17)	-
23	39	(16)	-41,0%	- di cui Brasile	78	122	(44)	-36,1%
4	9	(5)	-55,6%	- di cui Cile	19	28	(9)	-32,1%
12	11	1	9,1%	- di cui Colombia	39	50	(11)	-22,0%
7	10	(3)	-30,0%	- di cui Perù	18	26	(8)	-30,8%
1	(3)	4	-	Nord America	-	-	-	-
23	10	13	-	Europa	62	4	58	-
705	744	(39)	-5,2%	Totale	2.287	2.405	(118)	-4,9%

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove del 2020 si riduce essenzialmente a seguito di:

- > un decremento del margine in Iberia per 88 milioni di euro che risente prevalentemente delle minori quantità vendute e dei più ridotti margini causati dalle attività di copertura, anche per il persistere degli effetti riduttivi del COVID-19 sui volumi e sulla domanda; tali effetti sono stati in parte compensati dai minori costi di approvvigionamento;
- > un decremento del margine in America Latina principalmente per il deprezzamento delle valute locali rispetto all'euro soprattutto in Brasile e per effetto dell'indennizzo ricevuto nel corso dei primi nove mesi del 2019 da Edesur (26 milioni di euro);
- > un incremento del margine in Romania, per 58 milioni di euro, dovuto a un effetto combinato di maggiori ricavi conseguiti, per un incremento dei prezzi unitari sia nel mercato libero sia in quello regolato, e minori costi sostenuti nel mercato regolato;
- > un lieve incremento del margine in Italia, dove il minor margine per 70 milioni di euro sul mercato libero (principalmente per minori vendite) è stato compensato dal maggior margine conseguito sul mercato regolato per 71 milioni di euro (per il decremento dei costi operativi prevalentemente a seguito del rilascio del fondo vertenza legale e per i maggiori proventi derivanti dal reintegro di frodi; effetti parzialmente compensati dai minori volumi venduti e dalla diminuzione dei clienti).

Il **marginale operativo lordo ordinario** risulta pari a 2.297 milioni di euro (2.405 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019). L'unica partita straordinaria presente nel 2020 è rappre-

sentata dai costi sostenuti, per 10 milioni di euro, a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni.

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
326	315	11	3,5%	Italia	1.084	1.198	(114)	-9,5%
89	144	(55)	-38,2%	Iberia	275	391	(116)	-29,7%
4	44	(40)	-90,9%	America Latina	(32)	97	(129)	-
(13)	(10)	(3)	-30,0%	- di cui Argentina	(29)	(20)	(9)	-45,0%
6	30	(24)	-80,0%	- di cui Brasile	(38)	36	(74)	-
(5)	8	(13)	-	- di cui Cile	(2)	21	(23)	-
10	11	(1)	-9,1%	- di cui Colombia	25	42	(17)	-40,5%
6	5	1	20,0%	- di cui Perù	12	18	(6)	-33,3%
2	(2)	4	-	- Nord America	-	1	(1)	-
14	(3)	17	-	Europa	37	(18)	55	-
-	-	-	-	Elisioni e rettifiche	-	-	-	-
435	498	(63)	-12,7%	Totale	1.364	1.669	(305)	-18,3%

Il **risultato operativo** risulta inclusivo di ammortamenti e impairment per 923 milioni di euro (736 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019). I maggiori ammortamenti e impairment

sono riferibili alle maggiori svalutazioni sui crediti commerciali in Italia e Spagna a seguito del peggioramento delle curve di incasso per effetto del COVID-19.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Italia	220	234	(14)	-6,0%
Iberia	78	56	22	39,3%
America Latina	-	-	-	-
Europa	6	9	(3)	-33,3%
Totale	304	299	5	1,7%

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile alle maggiori capitalizzazioni per gli oneri legati alle acquisizioni di nuova clientela in Iberia, in gran parte com-

pensata dalla variazione negativa in Italia per minori investimenti ICT e minori acquisizioni di contratti con nuova clientela.



Enel X

Dati operativi

	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Demand Response (MW)	5.945	6.144	(199)	-3,2%
Punti luce (migliaia di unità)	2.749	2.389	360	15,1%
Storage (MW) ⁽¹⁾	68	62	6	9,7%
Punti di ricarica (n.)	95.435	69.691	25.744	36,9%

(1) Storage cumulato di Enel X; il dato 2019 è al 31 dicembre.

Si evidenzia come il Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2020 abbia ulteriormente aumentato le infrastrutture di ricarica per l'auto elettrica; i punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 22.142 unità prevalentemente

in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 3.602 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
293	343	(50)	-14,6%	Ricavi	756	835	(79)	-9,5%
45	35	10	28,6%	Margine operativo lordo	68	107	(39)	-36,4%
45	35	10	28,6%	Margine operativo lordo ordinario	70	107	(37)	-34,6%
10	4	6	-	Risultato operativo	(38)	(4)	(34)	-
				Investimenti	159	171	(12)	-7,0%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2020.

Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
62	99	(37)	-37,4%	Italia	215	227	(12)	-5,3%
56	64	(8)	-12,5%	Iberia	169	186	(17)	-9,1%
79	49	30	61,2%	America Latina	151	120	31	25,8%
3	-	3	-	- di cui Argentina	4	-	4	-
11	5	6	-	- di cui Brasile	16	12	4	33,3%
13	24	(11)	-45,8%	- di cui Cile	40	53	(13)	-24,5%
19	17	2	11,8%	- di cui Colombia	56	50	6	12,0%
33	3	30	-	- di cui Perù	35	5	30	-
-	-	-	-	- di cui altri Paesi	-	-	-	-
69	113	(44)	-38,9%	Nord America	137	258	(121)	-46,9%
12	11	1	9,1%	Europa	34	25	9	36,0%
12	15	(3)	-20,0%	Africa, Asia e Oceania	40	38	2	5,3%
25	10	15	-	Altro	74	31	43	-
(22)	(18)	(4)	-22,2%	Elisioni e rettifiche	(64)	(50)	(14)	-28,0%
293	343	(50)	-14,6%	Totale	756	835	(79)	-9,5%

Margine operativo lordo

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni			2020	2019	Variazioni	
(3)	(1)	(2)	-	Italia	6	(1)	7	-
9	13	(4)	-30,8%	Iberia	34	36	(2)	-5,6%
37	22	15	68,2%	America Latina	60	41	19	46,3%
2	-	2	-	- di cui Argentina	2	-	2	-
4	-	4	-	- di cui Brasile	1	(2)	3	-
2	14	(12)	-85,7%	- di cui Cile	6	17	(11)	-64,7%
12	8	4	50,0%	- di cui Colombia	35	26	9	34,6%
17	-	17	-	- di cui Perù	16	-	16	-
5	11	(6)	-54,5%	Nord America	(15)	54	(69)	-
-	1	(1)	-	Europa	3	1	2	-
-	-	-	-	Africa, Asia e Oceania	(1)	(3)	2	66,7%
(3)	(11)	8	72,7%	Altro	(19)	(21)	2	9,5%
45	35	10	28,6%	Totale	68	107	(39)	-36,4%

Il **margine operativo lordo** si riduce prevalentemente per effetto della rilevazione nel 2019 in Nord America di un indennizzo pari a 58 milioni di euro in applicazione di clausole contrattuali legate alla cessione di eMotorWerks; tale variazione negativa è stata parzialmente compensata dal miglioramento dei risultati operativi negli altri Paesi.

Il **margine operativo lordo ordinario** ammonta a 70 milioni di euro (107 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019). La differenza pari a 2 milioni di euro rispetto al margine operativo lordo dei primi nove mesi del 2020 è interamente riferibile ai costi non ricorrenti sostenuti in seguito dell'emergenza sanitaria COVID-19.

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
(14)	(10)	(4)	-40,0%	Italia	(29)	(27)	(2)	-7,4%
1	4	(3)	-75,0%	Iberia	11	3	8	-
31	25	6	24,0%	America Latina	50	38	12	31,6%
2	-	2	-	- di cui Argentina	2	-	2	-
3	(2)	5	-	- di cui Brasile	(1)	(4)	3	75,0%
2	13	(11)	-84,6%	- di cui Cile	4	16	(12)	-75,0%
11	14	(3)	-21,4%	- di cui Colombia	33	26	7	26,9%
13	-	13	-	- di cui Perù	12	-	12	-
(2)	(1)	(1)	-	Nord America	(44)	14	(58)	-
(1)	-	(1)	-	Europa	(1)	(1)	-	-
(1)	(1)	-	-	Africa, Asia e Oceania	(3)	(5)	2	40,0%
(4)	(13)	9	-69,2%	Altro	(22)	(26)	4	15,4%
10	4	6	-	Totale	(38)	(4)	(34)	-

Il **risultato operativo**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 106 milioni di euro (111 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019), è sostanzialmente riconducibile a quanto già

commentato per il margine operativo lordo del periodo e ai minori ammortamenti in Spagna, in parte compensati dalle maggiori svalutazioni di crediti commerciali in Italia.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi		Variazioni	
	2020	2019		
Italia	43	32	11	34,4%
Iberia	30	39	(9)	-23,1%
America Latina	22	22	-	-
Nord America	27	39	(12)	-30,8%
Europa	1	3	(2)	-66,7%
Africa, Asia e Oceania	2	1	1	-
Altro	34	35	(1)	-2,9%
Totale	159	171	(12)	-7,0%

La variazione negativa degli **investimenti** di Enel X è principalmente riconducibile alla vendita di asset e-industries e a minori investimenti in e-home per un diverso approccio strategico nel modello di business in Spagna e alle minori attività di De-

mand Response negli Stati Uniti. Tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori attività di e-home e illuminazione pubblica in Italia e dall'incremento delle attività di installazione di punti di ricarica delle automobili elettriche in Spagna.



Servizi e Altro

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
529	543	(14)	-2,6%	Ricavi	1.480	1.569	(89)	-5,7%
(13)	18	(31)	-	Margine operativo lordo	(81)	42	(123)	-
2	18	(16)	-88,9%	Margine operativo lordo ordinario	(38)	42	(80)	-
(55)	(35)	(20)	-57,1%	Risultato operativo	(220)	(106)	(114)	-
				Investimenti	69	84	(15)	-17,9%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2020.

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
196	325	(129)	-39,7%	Italia	555	945	(390)	-41,3%
120	149	(29)	-19,5%	Iberia	332	412	(80)	-19,4%
3	7	(4)	-57,1%	America Latina	6	24	(18)	-75,0%
5	7	(2)	-28,6%	Europa	17	19	(2)	-10,5%
278	72	206	-	Altro	737	214	523	-
(73)	(17)	(56)	-	Elisioni e rettifiche	(167)	(45)	(122)	-
529	543	(14)	-2,6%	Totale	1.480	1.569	(89)	-5,7%

Margine operativo lordo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni		
32	48	(16)	-33,3%	Italia	65	129	(64)	-49,6%
-	31	(31)	-	Iberia	2	75	(73)	-97,3%
(21)	(30)	9	-30,0%	America Latina	(75)	(79)	4	5,1%
(1)	-	(1)	-	Nord America	(2)	-	(2)	-
-	-	-	-	Europa	2	2	-	-
(23)	(31)	8	25,8%	Altro	(73)	(85)	12	14,1%
(13)	18	(31)	-	Totale	(81)	42	(123)	-

Il decremento del **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2020 è ascrivibile prevalentemente:

- > alla Spagna, per 73 milioni di euro, principalmente per minori ricavi per servizi svolti alle altre società del Gruppo, per i maggiori costi a seguito degli accantonamenti al fondo di incentivazione al pensionamento anticipato in base alle modifiche apportate all'“Accordo sulle Misure Volontarie di

Sospensione o Risoluzione dei Contratti di Lavoro” nonché per i costi di ristrutturazione per le attività, dirette e indirette, connesse ai piani di transizione energetica avviati dal Gruppo. Tali effetti sono stati in parte compensati dai minori costi legati al rilascio del fondo sconto energia a seguito della sottoscrizione del “V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa”;

> all'Italia, per 64 milioni di euro, a seguito della riduzione dei ricavi per servizi e da contratti con clienti verso altre società del Gruppo, solo parzialmente compensata dalla riduzione dei costi per servizi e del costo del personale. Tali fenomeni sono principalmente attribuibili all'operazione di scissione dei rami Global Procurement e Global Digital Solutions ora ricompresi nella riga "Altro", il cui margine è in aumento di 12 milioni di euro.

Si segnala, sia in Italia sia in Spagna, l'effetto negativo sul margine legato ai costi sostenuti per la pandemia COVID-19 (36 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo ordinario** diminuisce di 80 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2019. Le partite straordinarie producono una variazione positiva di 43 milioni di euro rispetto al margine operativo lordo e sono relative ai sopra citati costi non ricorrenti dovuti al COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni, e per 7 milioni di euro agli oneri connessi alle attività, dirette e indirette, relative all'accelerazione del processo di transizione energetica.

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2020	2019	Variazioni		2020	2019	Variazioni	
16	19	(3)	-15,8%	15	39	(24)	-61,5%
(9)	20	(29)	-	(25)	45	(70)	-
(23)	(30)	7	23,3%	(77)	(82)	5	6,1%
(1)	-	(1)	-	(2)	-	(2)	-
-	-	-	-	1	1	-	-
(38)	(44)	6	13,6%	(132)	(109)	(23)	-21,1%
-	-	-	-	-	-	-	-
(55)	(35)	(20)	-57,1%	(220)	(106)	(114)	-

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2020 è sostanzialmente in linea con la riduzione del margine operativo lordo,

tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 9 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			Variazioni
	2020	2019		
Italia	11	37	(26)	-70,3%
Iberia	17	21	(4)	-19,0%
America Latina	1	2	(1)	-50,0%
Europa	-	1	(1)	-
Altro	40	23	17	73,9%
Totale	69	84	(15)	-17,9%

Il decremento degli **investimenti** dei primi nove mesi del 2020 è da attribuire ai minori investimenti in Italia.

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2020 sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato, che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015, la CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dall'European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi orientamenti, che aggiornano la precedente raccomandazione CESR (CESR/05-178b), sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è calcolato depurando dal "Margine operativo lordo" le partite relative a operazioni straordinarie, quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio, plusvalenze e minusvalenze), a eccezione di quelle realizzate dal Gruppo nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il modello di business "Build, Sell and Operate", nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un'attività di natura ordinaria.

Sono inoltre esclusi dal "Margine operativo lordo" gli oneri derivanti dai piani di ristrutturazione aziendale avviati dal Gruppo nell'ambito del processo di transizione energetica.

Sono infine esclusi i costi sostenuti dal Gruppo, in via straordinaria, per fare fronte all'emergenza COVID-19 quali, per esempio, sanificazioni ambienti di lavoro, dispositivi individuali di sicurezza e donazioni.

Risultato operativo ordinario: è determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni straordinarie commentate relativamente al margine operativo lordo ordinario, nonché gli impairment significativi rilevati sugli asset, anche a esito degli impairment test o della classificazione tra le "Attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al "Risultato netto del Gruppo" al netto degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e sulle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli" e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > dei "Benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri (quota non corrente)";
- > delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Titoli", dei "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
- > dei "Fondi rischi e oneri (quota corrente)";
- > degli "Altri debiti finanziari" inclusi nelle "Altre passività correnti".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei "Fondi rischi e oneri", delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:

> dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e tenendo conto dei "Debiti finanziari a breve"

inclusi nelle "Altre passività correnti";

- > al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Cash collateral" e degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- > al netto dei "Titoli" e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti".

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due periodi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche; per maggiori dettagli si rinvia alla successiva

nota 4 delle Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020.

Prevedibile evoluzione della gestione

I primi nove mesi dell'anno sono stati caratterizzati da un quadro macroeconomico volatile e fortemente condizionato dall'epidemia da COVID-19, nell'ambito del quale il Gruppo ha emanato linee guida volte a prevenire e/o mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo e al contempo assicurare la continuità aziendale. Il Gruppo ha altresì attivato un monitoraggio costante degli impatti sulle variabili macroeconomiche e di business al fine di disporre in tempo reale della migliore stima dei loro potenziali effetti sul Gruppo e permetterne la mitigazione con piani di reazione o contingency.

Grazie alla diversificazione geografica del Gruppo, al suo modello di business integrato lungo la catena del valore, a una solida struttura finanziaria, nonché al livello di digitalizzazione raggiunto che permette di garantire la continuità delle attività operative con lo stesso livello di servizio, il Gruppo ha mostrato una significativa resilienza riflessa nei risultati economico-finanziari dei primi nove mesi dell'anno, che hanno evidenziato una solida performance anche a fronte di un evento eccezionale quale l'epidemia da COVID-19 attualmente in corso.

Il Gruppo Enel ha quindi potuto proseguire nell'implementazione della strategia delineata nel Piano Strategico 2020-2022, presentato a novembre 2019, che si focalizza su un modello di business sostenibile e pienamente integrato, in

grado di cogliere le opportunità legate ai trend globali della decarbonizzazione della generazione e dell'elettrificazione dei consumi, facendo leva su fattori abilitanti quali la digitalizzazione delle reti e l'adozione di piattaforme per tutte le attività relative ai clienti.

Per la restante parte del 2020 sono previsti:

- > l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili, in particolare in America Latina e Nord America, a supporto della crescita industriale e finalizzati a guidare la decarbonizzazione;
- > ulteriori progressi nella digitalizzazione delle reti di distribuzione, prevalentemente in Italia e America Latina, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza della rete;
- > l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, e al continuo efficientamento, sostenuto dalla creazione di piattaforme globali di business.

Per il 2020 rimangono confermati i target indicati nel Piano Strategico 2020-2022, come parzialmente aggiornati e comunicati al mercato il 29 luglio 2020 in occasione dell'approvazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2020.



**2. BILANCIO
CONSOLIDATO
TRIMESTRALE
ABBREVIATO
AL 30 SETTEMBRE 2020**





Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2020	2019
Totale ricavi ⁽¹⁾	7.a	48.050	59.332
Totale costi ⁽¹⁾	7.b	40.523	52.107
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity ⁽¹⁾	7.c	(552)	(3.026)
Risultato operativo		6.975	4.199
Proventi finanziari		2.886	3.023
Oneri finanziari		4.655	5.024
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	44	96
Totale proventi/(oneri) finanziari	7.d	(1.725)	(1.905)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.e	5	(104)
Risultato prima delle imposte		5.255	2.190
Imposte	7.f	1.576	647
Risultato delle continuing operations		3.679	1.543
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.679	1.543
Quota di interessenza del Gruppo		2.921	813
Quota di interessenza di terzi		758	730
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,29</i>	<i>0,08</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,29</i>	<i>0,08</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,29</i>	<i>0,08</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,29</i>	<i>0,08</i>

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2020	2019
Risultato netto del periodo	3.679	1.543
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte)		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	226	(145)
Variazione del fair value dei costi di hedging	28	(33)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(4)	(40)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	(1)	10
Variazione della riserva di traduzione	(4.708)	(108)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte)		
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti	(53)	(176)
Variazione di fair value su partecipazioni in altre imprese	4	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(4.508)	(492)
Utile complessivo rilevato nel periodo	(829)	1.051
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	143	537
- di terzi	(972)	514

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro	Note	al 30.09.2020	al 31.12.2019
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		95.154	99.010
Avviamento		14.070	14.241
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.682	1.682
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		18.405	19.689
Totale attività non correnti	8.a	129.311	134.622
Attività correnti			
Rimanenze		2.647	2.531
Crediti commerciali		11.527	13.083
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		5.568	9.029
Altre attività correnti ⁽²⁾		14.089	12.060
Totale attività correnti	8.b	33.831	36.703
Attività possedute per la vendita	8.c	7	101
TOTALE ATTIVITÀ		163.149	171.426
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	8.d	29.446	30.377
Interessenze di terzi		13.968	16.561
Totale patrimonio netto		43.414	46.938
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		51.073	54.174
Fondi diversi e passività per imposte differite		15.450	17.409
Altre passività non correnti		12.814	12.414
Totale passività non correnti	8.e	79.337	83.997
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		11.122	7.326
Debiti commerciali		10.001	12.960
Altre passività correnti		19.273	20.202
Totale passività correnti	8.f	40.396	40.488
Passività possedute per la vendita	8.g	2	3
TOTALE PASSIVITÀ		119.735	124.488
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		163.149	171.426

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2020 rispettivamente pari a 2.668 milioni di euro (2.769 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e 420 milioni di euro (416 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2020 rispettivamente pari a 1.623 milioni di euro (1.585 milioni di euro al 31 dicembre 2019), 2.910 milioni di euro (2.522 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e 70 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 31 dicembre 2018	10.167	7.489	-	-	2.034	2.262	(3.317)	(1.745)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(1)	-	-	(10)	-	-
Riclassifiche	-	7	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria per iperinflazione	-	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazioni perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	(139)	41
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	-	36	(132)
<i>di cui:</i>								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	36	(132)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 settembre 2019	10.167	7.496	(1)	-	2.034	2.252	(3.420)	(1.836)
Al 31 dicembre 2019	10.167	7.487	(1)	-	2.034	2.262	(3.802)	(1.610)
Distribuzione dividendi in acconto	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	(7)	(2)	-	-	(5)	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	592	-	-	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	-	-	-	3	-	-
Riclassifica per effetto del "curtailment" di taluni piani a benefici definiti (IAS 19) a seguito della sottoscrizione del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa"	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria per iperinflazione	-	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	(257)	(13)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	(3.012)	248
<i>di cui:</i>								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	(3.012)	248
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 settembre 2020	10.167	7.480	(3)	592	2.034	2.260	(7.071)	(1.375)

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(258)	16	(63)	(714)	(2.381)	(1.623)	19.853	31.720	16.132	47.852
-	-	-	-	-	-	(1.423)	(1.423)	(693)	(2.116)
-	-	-	-	-	-	-	(11)	-	(11)
-	-	-	-	-	(7)	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	80	80	139	219
-	-	-	-	-	74	-	74	869	943
-	-	-	(7)	-	(1)	(2)	(108)	1	(107)
(29)	10	(37)	(124)	-	-	813	537	514	1.051
(29)	10	(37)	(124)	-	-	-	(276)	(216)	(492)
-	-	-	-	-	-	813	813	730	1.543
(287)	26	(100)	(845)	(2.381)	(1.557)	19.321	30.869	16.962	47.831
(147)	21	(119)	(1.043)	(2.381)	(1.572)	19.081	30.377	16.561	46.938
-	-	-	-	-	-	(1.708)	(1.708)	(1.024)	(2.732)
-	-	-	-	-	-	-	(14)	-	(14)
-	-	-	-	-	-	-	592	-	592
-	-	-	-	-	-	-	3	-	3
-	-	-	106	-	-	(106)	-	-	-
-	-	-	-	-	-	78	78	109	187
-	-	-	(28)	-	275	(2)	(25)	(706)	(731)
21	3	(4)	(34)	-	-	2.921	143	(972)	(829)
21	3	(4)	(34)	-	-	-	(2.778)	(1.730)	(4.508)
-	-	-	-	-	-	2.921	2.921	758	3.679
(126)	24	(123)	(999)	(2.381)	(1.297)	20.264	29.446	13.968	43.414

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2020	2019
Risultato prima delle imposte	5.255	2.190
Rettifiche per:		
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e altri crediti	941	721
Ammortamenti e impairment	4.789	8.289
(Proventi)/Oneri finanziari	1.725	1.905
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(5)	104
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	(253)	(81)
- crediti commerciali	(467)	(482)
- debiti commerciali	(2.323)	(2.129)
- altre attività derivanti da contratti con i clienti ⁽¹⁾	(12)	(57)
- altre passività derivanti da contratti con i clienti ⁽¹⁾	(260)	-
- altre attività e passività	341	882
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(1.664)	(1.957)
Atri movimenti	(1.507)	(1.714)
Cash flow da attività operativa (A)	6.560	7.671
Investimenti in attività materiali, immateriali e in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(6.563)	(6.593)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(29)	(250)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	153	493
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(43)	(10)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)	(6.482)	(6.360)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	2.124	5.618
Rimborsi di debiti finanziari ⁽¹⁾	(2.850)	(3.748)
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto ⁽¹⁾	2.877	183
Incassi da cessione di partecipazioni senza perdita di controllo ⁽¹⁾	-	-
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest ⁽¹⁾	(482)	628
Vendita/(Acquisto) azioni proprie	(9)	(1)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(4.632)	(3.887)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(2.972)	(1.207)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(548)	(22)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(3.442)	82
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽²⁾	9.080	6.714
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽³⁾	5.638	6.796

(1) Ai fini di una migliore esposizione tali voci sono state ulteriormente dettagliate rispetto a quanto fatto in passato ed è stato quindi necessario, per garantire l'omogeneità e la comparabilità dei dati con l'esercizio precedente, riclassificare i dati riferiti al 2019.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019), "Titoli a breve" pari a 51 milioni di euro al 1° gennaio 2020 (63 milioni di euro al 1° gennaio 2019) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.568 milioni di euro al 30 settembre 2020 (6.753 milioni di euro al 30 settembre 2019) e "Titoli a breve" pari a 70 milioni di euro al 30 settembre 2020 (43 milioni di euro al 30 settembre 2019).

Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020

1. Princípi contabili e criteri di valutazione

I princípi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione delle assunzioni del management su talune aree di bilancio in conseguenza della pandemia da COVID-19 di seguito illustrate e delle modifiche ad alcuni princípi contabili. In particolare, si evidenzia che dal 1° gennaio 2020 sono divenuti applicabili, al Gruppo Enel, le seguenti modifiche ai princípi esistenti.

- > “Modifiche all’IFRS 3 - *Definizione di un’attività aziendale*”, emesso a ottobre 2018 per aiutare le società a determinare se un insieme integrato di attività e beni acquisito sia o meno un business. In particolare, le modifiche chiariscono che un business, considerato come un insieme integrato di attività e beni, deve includere almeno un input e un processo sostanziale che, insieme, contribuiscono in modo significativo alla capacità di creare output. Pertanto, le modifiche chiariscono che un business non può esistere senza includere gli input e i processi sostanziali necessari per creare gli output. La definizione di “output”, così come modificata dai presenti amendment, si focalizza sui beni e servizi forniti ai clienti, sui proventi da investimenti e altri ricavi, ed esclude i rendimenti sotto forma di minori costi e altri benefici economici.
- > “Modifiche all’IFRS 9, allo IAS 39, e all’IFRS 7 - *Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse*”, emesso a settembre 2019. Le modifiche: (i) prevedono deroghe temporanee che consentano alle relazioni di copertura di hedge accounting di continuare durante il periodo di incertezza fino a quando non saranno definiti tassi alternativi privo di rischio dalla *Interbank Offered Rates (IBORs) Reform*; e (ii) richiedono di fornire informative aggiuntive sulle relazioni di copertura che sono direttamen-

te influenzate dalle incertezze. Al riguardo, va notato che la riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti sull’*hedge accounting* e i risultati finanziari netti quando saranno definiti i tassi alternativi.

- > “Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 - *Definizione di rilevante*”, emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di “rilevanza” fra i princípi e il *Conceptual Framework for Financial Reporting*, e per chiarire alcuni aspetti della sua definizione. La nuova definizione prevede quanto segue: “un’informazione è rilevante se è ragionevole presumere che la sua omissione, errata indicazione od occultamento potrebbe influenzare le decisioni che gli utilizzatori principali dei bilanci redatti per scopi di carattere generale prendono sulla base di questi bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie circa il soggetto che redige il bilancio”. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono che:
 - l’“occultamento dell’informazione” riguarda situazioni per le quali l’effetto, per gli utilizzatori principali dei bilanci, è analogo a quello dell’omissione o errata indicazione dell’informazione, la cui rilevanza è valutata nel contesto del bilancio, considerato nel suo insieme;
 - gli “utilizzatori primari dei bilanci”, ai quali tali bilanci sono diretti, sono “investitori, finanziatori e altri creditori esistenti e potenziali” che devono fare affidamento su bilanci redatti per scopi di carattere generale per gran parte delle informazioni finanziarie di cui hanno bisogno; e
 - la “rilevanza” dipende dalla natura o dall’entità dell’informazione, presa singolarmente o in combinazione con altre informazioni, nel contesto del bilancio; una errata indicazione dell’informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che influenzerà le decisioni adottate dagli utilizzatori principali dei bilanci.
- > “Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS”, emesso a marzo 2018. Il documento delinea le modifiche ai

principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al revised Conceptual Framework. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del *Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*, emesso a marzo 2018 e applicabile dal 1° gennaio 2020, che prevede alcuni concetti nuovi, definizioni e criteri di rilevazione aggiornati, nonché chiarimenti su alcuni concetti importanti. Le modifiche principali includono:

- l'aumento della rilevanza della gestione delle risorse economiche da parte del management ai fini dell'informativa finanziaria;
- il ripristino della prudenza come componente a supporto della neutralità;
- la definizione di soggetto che redige il bilancio (reporting entity), che può essere un'entità legale o parte di essa;
- la revisione delle definizioni di attività e passività;
- la rimozione della soglia di probabilità ai fini della recognition e l'aggiunta, al contempo, di linee guida per la derecognition;
- l'aggiunta di linee guida su diverse basi di valutazione; e

- l'affermazione che l'utile o la perdita è il principale indicatore di performance e che, in linea di principio, ricavi e costi nelle altre componenti di Conto economico complessivo devono essere riciclati a Conto economico qualora ciò aumenti la rilevanza o la rappresentazione fedele del bilancio.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Tenuto conto degli effetti economici, ragionevolmente poco rilevanti se si considera che il Gruppo opera sia nell'emisfero boreale sia in quello australe, di tale andamento, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei 12 mesi chiusi al 30 settembre 2020.

2. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi contabili e interpretazioni

Nell'"Agenda Decision" del 2019, l'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) ha chiarito la corretta rilevazione contabile dei contratti stipulati per la compravendita di elementi non finanziari a prezzo fisso, contabilizzati al fair value a Conto economico conformemente all'IFRS 9 e regolati con consegna fisica, fra cui le commodity energetiche.

Su tale base il Gruppo ha modificato la sua policy contabile per l'esercizio chiuso al 2019, senza impatti né sul risultato netto né sul patrimonio netto.

La precedente pratica prevedeva la rilevazione alla voce:

- > "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value," delle variazioni nel fair value dei derivati in essere oltre che degli impatti a Conto economico, alla data di regolamento, della cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al fair value di tali contratti;
- > "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e "Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile," dei ricavi e costi alla data di regolamento.

L'attuale rilevazione di tali contratti su elementi non finanziari, che non soddisfano i requisiti per l'"own use exemption," prevede l'iscrizione:

- > nella voce "Ricavi," delle variazioni di fair value su contratti di vendita in essere oltre che, alla data di regolamento, dei connessi ricavi insieme agli effetti, a Conto economico, della cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al fair value di tali contratti;
- > nella voce "Costi":
 - delle variazioni di fair value su contratti di acquisto in essere; e
 - alla data di regolamento, dei connessi costi di acquisto insieme agli effetti sul Conto economico relativi alla cancellazione delle attività/passività derivanti dalla valutazione al fair value di tali contratti.

Di conseguenza, la voce di Conto economico "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value" è stata rinominata "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity" che attualmente comprende solo le variazioni nel fair value e gli effetti del regolamento di derivati su commodity energetiche regolati senza consegna fisica.

Impatti sul Conto economico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi		
		2019	Effetto applicazione IFRIC	2019
Totale ricavi	7.a	57.125	2.207	59.332
Totale costi	7.b	53.044	(937)	52.107
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	7.c	118	(3.144)	(3.026)
Risultato operativo		4.199	-	4.199
Proventi finanziari		3.023	-	3.023
Oneri finanziari		5.024	-	5.024
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	96	-	96
Totale proventi/(oneri) finanziari	7.d	(1.905)	-	(1.905)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.e	(104)	-	(104)
Risultato prima delle imposte		2.190	-	2.190
Imposte	7.f	647	-	647
Risultato delle continuing operations		1.543	-	1.543
Risultato delle discontinued operations		-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		1.543	-	1.543
Quota di interessenza del Gruppo		813	-	813
Quota di interessenza di terzi		730	-	730
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	-	<i>0,08</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	-	<i>0,08</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	-	<i>0,08</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	-	<i>0,08</i>

Con riferimento alle note 7.a e 7.b, rispettivamente sui Ricavi e sui Costi, si riportano di seguito gli effetti analitici dell'applicazione di tale interpretazione sui contratti su commodity con consegna fisica rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9.

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi		
		2019	Effetto applicazione IFRIC	2019
Vendite energia elettrica	7.a	33.417	(3.363)	30.054
Vendita di combustibili	7.a	6.668	(6.130)	538
Vendite certificati ambientali	7.a	33	(5)	28
Vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica	7.a	-	11.224	11.224
Risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica	7.a	-	481	481
Totale effetto IFRIC sulle operazioni di vendita		40.118	2.207	42.325

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi		
		2019	Effetto applicazione IFRIC	2019
Acquisto di energia elettrica	7.b	15.363	(521)	14.842
Risultati da contratti derivati di acquisto di energia con consegna fisica	7.b	-	1.393	1.393
Totale acquisto di energia elettrica		15.363	872	16.235
Consumi di combustibili per generazione, trading e gas per vendite ai clienti finali	7.b	11.245	(1.410)	9.835
Risultati da contratti derivati di acquisto di combustibili con consegna fisica	7.b	-	(494)	(494)
Totale consumi di combustibili per generazione, trading e gas per vendite ai clienti finali		11.245	(1.904)	9.341
Materiali				
Acquisto certificati ambientali	7.b	399	19	418
Risultati da contratti derivati di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica	7.b	-	76	76
Totale acquisto certificati ambientali		399	95	494
Totale effetto IFRIC sulle operazioni di acquisto		27.007	(937)	26.070
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	7.c	118	(3.144)	(3.026)
TOTALE EFFETTO APPLICAZIONE IFRIC A CONTO ECONOMICO		13.229	-	13.229

Argentina - Economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti. Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.

Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. Gli effetti contabili di tale adeguamento, oltre a essere già riflessi nella situazione patrimoniale di apertura, recepiscono le variazioni del periodo. In particolare, l'effetto relativo alla rimisurazione delle attività e passività non monetarie, delle

poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel corso dei nove mesi del 2020, è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale, i saldi dei Conti economici espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo rispettivamente alla data del 31 dicembre 2019 e del 30 settembre 2020.

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2019	54,46%
Dal 1° gennaio 2020 al 30 settembre 2020	22,19%

Nel corso dei primi nove mesi del 2020 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 44 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 30 settembre 2020 e gli impatti dell'iperinflazione

sulle principali voci di Conto economico dei primi nove mesi del 2020, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie iperinflazionate.

Milioni di euro	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2019	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 30.09.2020
Totale attività	857	224	(211)	870
Totale passività	164	52	(54)	162
Patrimonio netto	693	172 ⁽¹⁾	(157)	708

(1) Il dato include il risultato netto dei primi nove mesi del 2020 negativo per 15 milioni di euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	IAS 29	Differ. cambio	Totale
Ricavi	62	(107)	(45)
Costi	105 ⁽¹⁾	(91) ⁽²⁾	14
Risultato operativo	(43)	(16)	(59)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(6)	(1)	(7)
Provent/(Oneri) netti da iperinflazione	44	-	44
Risultato prima delle imposte	(5)	(17)	(22)
Imposte	10	(3)	7
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	(15)	(14)	(29)
Quota di interessenza del Gruppo	1	(6)	(5)
Quota di interessenza di terzi	(16)	(8)	(24)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 38 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (7) milioni di euro.

3. Rideterminazione dei dati comparativi

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle Note al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato sono omogenei e confrontabili tra di loro.

A tal proposito si precisa che si sono resi necessari alcuni adeguamenti dei dati economici riferiti al 30 settembre 2019 per le seguenti fattispecie:

1) alla luce dell'introduzione della nuova policy contabile, per effetto dell'interpretazione "IFRIC Agenda Decision" del marzo 2019, riferita alla rilevazione dei contratti stipulati per la compravendita di elementi non finanziari, contabilizzati al fair value a Conto economico conformemente all'IFRS 9 e regolati con consegna fisica, sono state effettuate analoghe

riclassifiche sui saldi comparativi riferiti al 2019 per garantire l'omogeneità e la confrontabilità dei dati. Tali riclassifiche non hanno avuto impatti né sui margini né sul patrimonio netto. Si rimanda alla nota 2 per ulteriori dettagli;

2) con decorrenza 31 marzo 2020 in America Latina i dati afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali. Tale modifica ha interessato l'informativa settoriale ma non ha prodotto alcuna variazione dei dati complessivi riferiti al Gruppo, sebbene all'interno delle diverse Linee di Business siano state effettuate riclassifiche di valori.

4. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2020, rispetto a quella del 30 settembre 2019 e del 31 dicembre 2019, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2019

- > In data 1° marzo 2019 è stata finalizzata l'operazione di cessione del 100% di Mercure Srl, società nella quale era stato precedentemente conferito il ramo d'azienda costituito dalla centrale a biomasse Mercure e dai relativi rapporti giuridici. A fronte di tale cessione, come previsto dal contratto preliminare stipulato in data 30 maggio 2018, è stato incassato un corrispettivo provvisorio pari a 162 milioni di euro corrispondente alla valorizzazione del ramo alla data di riferimento del 1° gennaio 2018. Al 30 giugno 2019 tale corrispettivo è stato oggetto di aggiustamento successivo in funzione di alcune variabili predeterminate;
- > in data 14 marzo 2019 acquisizione da parte di Enel Green Power SpA, tramite la controllata statunitense per le rinnovabili Enel North America (già Enel Green Power North America), del 100% di 13 società titolari di sette impianti operativi da fonti rinnovabili, da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), joint

venture detenuta al 50% da Enel North America (già Enel Green Power North America) e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services;

- > in data 27 marzo 2019 acquisizione da parte di Enel Green Power SpA (EGP), tramite la controllata statunitense per le rinnovabili Enel North America (già Enel Green Power North America) di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili con sede a Lenexa, in Kansas. EGP ha incorporato l'intera piattaforma di sviluppo di Tradewind che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti. Nell'accordo è inoltre prevista la cessione, avvenuta nel mese di giugno, di Savion, società controllata al 100% da Tradewind;
- > in data 30 aprile 2019 Enel X Italia ha acquistato il 100% di YouSave SpA, società italiana che opera nel settore dei servizi energetici, fornendo assistenza ai grandi consumatori di energia;
- > in data 31 maggio 2019 è stata finalizzata, tramite la controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda, la cessione del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio in Brasile. Il corrispettivo totale dell'operazione ammonta a circa 2,7 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 603 milioni di euro.

2020

- > Nel corso di gennaio 2020 è stata ceduta la società di progetto Wild Plains detenuta al 100% da Tradewind. Dalla

cessione non sono emersi impatti contabili nel Conto economico;

- > in data 11 maggio 2020 Endesa Energía ha venduto l'80% di Endesa Soluciones per un ammontare di 21 milioni di euro. Tale partecipazione, precedentemente consolidata integralmente, è ora valutata con il metodo del patrimonio netto;
 - > in data 7 luglio 2020 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU e Tico Solar 2 SLU per un valore complessivo di 40 milioni di euro;
 - > in data 14 settembre 2020 Endesa Generación Portugal ha acquisito il 100% di Suggestion Power - Unipessoal Lda per un valore complessivo di 6 milioni di euro;
 - > in data 17 settembre 2020 Enel X International ha acquistato il 60% di Viva Labs AS per un valore complessivo di 2 milioni di euro.
- > cessione, nel mese di gennaio 2020, di alcune joint venture detenute al 50%, incluse nel portafoglio idroelettrico di Enel North America. L'intero portafoglio era stato classificato già a dicembre 2019 come posseduto per la vendita in accordo all'IFRS 5. La plusvalenza riconosciuta a Conto economico ammonta a 4 milioni di euro;
 - > Enel SpA ha incrementato nel corso dei primi nove mesi del 2020 la propria quota di interessenza in Enel Américas del 5,03% in base a quanto previsto dai contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 65%;
 - > Enel SpA ha aumentato la propria quota di interessenza in Enel Chile del 2,89% in base a quanto previsto dai due contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 64,93%.

Altre variazioni

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

Acquisizioni minori

Si precisa che per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

Determinazione avviamento

	Parque Eólico Tico, Tico Solar 1 e Tico Solar 2	Suggestion Power - Unipessoal Lda	Viva Labs AS
Attività nette acquisite	40	6	-
Costo dell'acquisizione	40	6	2
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>14</i>	<i>3</i>	<i>2</i>
Avviamento	-	-	2

5. COVID-19

In linea con le raccomandazioni dell'ESMA, contenute nei public statements¹ pubblicati nei mesi di marzo, maggio e luglio 2020, e della CONSOB, di cui ai "Richiami di attenzione" n. 6/20 del 9 aprile 2020 e n. 8/20 del 16 luglio 2020, il Gruppo ha monitorato attentamente l'evoluzione della pandemia da COVID-19 riguardo alle principali aree di interesse e nei principali Paesi in cui opera, sulla base delle dimensioni di analisi riportate nel paragrafo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio" delle Note di commento relative al

Bilancio consolidato 2019 e nel paragrafo "COVID-19" delle Note di commento relative al Bilancio semestrale abbreviato 2020.

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2020 fornisce un aggiornamento dell'informativa inerente alla pandemia da COVID-19, in base alle specifiche circostanze aziendali e alla disponibilità di informazioni affidabili, al fine di evidenziarne gli impatti sulle attività di business, sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance

(1) ESMA 71-99-1290 dell'11 marzo 2020; ESMA 32-63-951 del 25 marzo 2020; ESMA 31-67-742 del 27 marzo 2020; ESMA 32-63-972 del 20 maggio 2020; ESMA 32-61-417 del 21 luglio 2020..

economica del Gruppo a tale data, anche sulla base dei principali rischi e incertezze cui il Gruppo risulta esposto contenute nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2020, cui si rinvia per ulteriori dettagli.

In riferimento alla valutazione degli impatti del COVID-19, si evidenzia che le previsioni in merito alla futura evoluzione dell'attuale contesto macroeconomico, finanziario e di business in cui opera il Gruppo si caratterizzano, in ogni caso, per un elevato grado di incertezza, che potrebbe riflettersi sulle valutazioni e sulla stima effettuata dal management dei valori contabili delle attività e delle passività interessate da una maggiore volatilità. Al 30 settembre 2020, le aree di bilancio che, sulla base delle informazioni disponibili a tale data e considerato lo scenario in continua evoluzione, risultano maggiormente interessate da stime e giudizi sono le seguenti:

- > valutazione delle attività non finanziarie: rispetto al 30 giugno 2020 non sussistono ulteriori indicazioni che le attività iscritte in bilancio possano aver subito una riduzione di valore, rendendo pertanto necessario procedere a una nuova stima del loro valore recuperabile ai sensi dello "IAS 36 - Riduzione di valore delle attività". Si conferma, quindi, la piena recuperabilità al 30 settembre 2020 dei valori contabili delle CGU che, pertanto, non hanno subito una riduzione di valore per effetto del COVID-19;
- > valutazione delle attività finanziarie: in taluni casi, al fine di tenere conto degli effetti del COVID-19 sull'impairment dei crediti commerciali, sono stati rilevati specifici adjustment rispetto ai risultati del modello di impairment adottato dal

Gruppo in base all'"IFRS 9 - Strumenti finanziari" (c.d. "post-model adjustments"), determinati sulla base principalmente di un expert credit judgment basato sull'andamento delle curve di incasso di taluni segmenti di clientela; tali aggiustamenti hanno portato alla rilevazione contabile di talune svalutazioni, sulla base delle informazioni disponibili. Si rimanda alla nota 7.b per maggiori dettagli riguardo agli impairment di valore delle attività finanziarie al 30 settembre 2020;

- > benefici ai dipendenti: per effetto del COVID-19, al 30 giugno 2020 sono state aggiornate alcune significative ipotesi attuariali utilizzate per determinare il valore attuale dell'obbligazione per benefici definiti ai dipendenti ai sensi dello "IAS 19 - Benefici ai dipendenti". Nessun ulteriore aggiornamento si è reso necessario per il 30 settembre 2020;
- > fondi rischi e oneri: sono state aggiornate le assunzioni alla base della valutazione circa l'eventuale presenza di contratti onerosi; da tali analisi non sono emerse situazioni che abbiano reso necessaria la rilevazione contabile di ulteriori accantonamenti, per effetto del COVID-19, ai sensi dello "IAS 37 - Accantonamenti, passività e attività potenziali";
- > imposte sul reddito: si è proceduto, laddove previsto, alla rilevazione contabile di eventuali sgravi fiscali, nonché al monitoraggio delle tempistiche di annullamento delle differenze temporanee deducibili e della recuperabilità delle imposte anticipate, ai sensi dello "IAS 12 - Imposte sul reddito". Non sono stati riscontrati impatti significativi per il Gruppo.

6. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto. Per maggiori informazioni sugli

andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato il periodo corrente, si rimanda all'apposita sezione del presente Resoconto intermedio di gestione.

Dati economici per area di attività

Primi nove mesi 2020⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione		Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
	Termoelettrica e Trading	Enel Green Power						
Ricavi e altri proventi verso terzi	15.241	5.096	13.150	12.682	657	1.234	(10)	48.050
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.085	188	1.120	8.812	99	55	(11.359)	-
Totale ricavi	16.326	5.284	14.270	21.494	756	1.289	(11.369)	48.050
Totale costi	14.154	1.973	8.556	19.421	688	1.250	(11.249)	34.793
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(831)	65	-	214	-	1	(1)	(552)
Ammortamenti	654	962	1.945	262	95	119	21	4.058
Impairment	763	18	302	755	11	2	1	1.852
Ripristini di valore	(42)	(12)	(28)	(94)	-	(3)	(1)	(180)
Risultato operativo	(34)	2.408	3.495	1.364	(38)	(78)	(142)	6.975
Investimenti	376	2.964	2.691	304	159	47	22	6.563

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Primi nove mesi 2019^{(1) (2) (3) (4)}

Milioni di euro	Generazione				Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
	Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali				
Ricavi e altri proventi verso terzi	22.379	5.233	14.920	14.710	729	1.330	31	59.332
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.078	303	1.239	9.555	106	55	(12.336)	-
Totale ricavi	23.457	5.536	16.159	24.265	835	1.385	(12.305)	59.332
Totale costi	19.241	2.224	10.011	21.856	728	1.251	(12.214)	43.097
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(3.001)	(20)	-	(4)	-	-	(1)	(3.026)
Ammortamenti	907	916	1.964	250	99	124	24	4.284
Impairment	4.017	9	265	589	14	2	1	4.897
Ripristini di valore	(12)	(9)	(42)	(103)	(2)	(2)	(1)	(171)
Risultato operativo	(3.697)	2.376	3.961	1.669	(4)	10	(116)	4.199
Investimenti	498	2.894⁽⁴⁾	2.643	299	171	61	23	6.589

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati dei "Ricavi e altri proventi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity" dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

(3) I dati sono stati adeguati per tener conto del fatto che in America Latina i valori afferenti ai grandi clienti gestiti dalle società di generazione sono stati riattribuiti alla Linea di Business Mercati finali.

(4) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 settembre 2020

Milioni di euro	Generazione				Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
	Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali				
Immobili, impianti e macchinari	10.484	30.214	35.996	161	616	670	10	78.151
Attività immateriali	134	5.033	21.338	3.713	620	448	(313)	30.973
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	7	6	339	-	37	38	71	498
Crediti commerciali	2.351	1.636	6.647	4.003	324	939	(4.373)	11.527
Altro	1.752	1.178	2.824	643	283	705	(484)	6.901
Attività operative	14.728⁽¹⁾	38.067⁽²⁾	67.144	8.520	1.880	2.800	(5.089)	128.050
Debiti commerciali	2.075	1.766	4.783	4.330	294	705	(3.951)	10.002
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	97	111	7.156	25	-	4	(50)	7.343
Fondi diversi	3.229	834	3.318	401	33	568	474	8.857
Altro	1.219	1.346	7.551	2.458	845	161	(730)	12.850
Passività operative	6.620	4.057⁽³⁾	22.808	7.214	1.172⁽⁴⁾	1.438	(4.257)	39.052

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2019

Milioni di euro	Generazione						Altro, elisioni e rettifiche	Totale
	Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi		
Immobil, impianti e macchinari	11.863	30.351	36.333	160	442	663	11	79.823
Attività immateriali ⁽²⁾	134	4.697	23.782	3.624	605	466	29	33.337
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	-	-	482	-	53	75	43	653
Crediti commerciali	3.219	1.726	7.649	3.838	607	676	(4.632)	13.083
Altro	1.426	1.421	1.654	543	1.098	1.283	(1.350)	6.075
Attività operative	16.642⁽¹⁾	38.195⁽²⁾	69.900⁽³⁾	8.165	2.805	3.163	(5.899)	132.971
Debiti commerciali	3.383	2.192	5.411	5.028	414	949	(4.417)	12.960
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	199	167	7.271	75	5	16	(104)	7.629
Fondi diversi	3.410	903	4.412	494	34	578	459	10.290
Altro	1.074	1.843	8.867	2.642	415	1.451	(503)	15.789
Passività operative	8.066	5.105	25.961⁽⁴⁾	8.239	868	2.994	(4.565)	46.668

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro	al 30.09.2020	al 31.12.2019
Totale attività	163.149	171.426
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.682	1.682
Altre attività finanziarie non correnti	7.125	7.389
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.487	1.587
Altre attività finanziarie correnti	8.956	8.370
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.568	9.029
Attività per imposte anticipate	8.462	9.112
Crediti tributari	1.819	1.206
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	-	80
Attività di settore	128.050	132.971
Totale passività	119.735	124.488
Finanziamenti a lungo termine	51.073	54.174
Passività finanziarie non correnti	3.243	2.407
Finanziamenti a breve termine	7.691	3.917
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.431	3.409
Altre passività finanziarie correnti	4.354	4.308
Passività di imposte differite	7.705	8.314
Debiti per imposte sul reddito	1.325	209
Debiti tributari diversi	1.861	1.082
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	-	-
Passività di settore	39.052	46.668

Ricavi

7.a Ricavi - Euro 48.050 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Vendite energia elettrica ⁽¹⁾	25.352	30.054	(4.702)	-15,6%
Trasporto energia elettrica	7.932	7.752	180	2,3%
Corrispettivi da gestori di rete	681	688	(7)	-1,0%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.018	1.225	(207)	-16,9%
Vendite gas	1.889	2.405	(516)	-21,5%
Trasporto gas	424	453	(29)	-6,4%
Vendite di combustibili ⁽¹⁾	399	641	(242)	-37,8%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	556	575	(19)	-3,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	563	533	30	5,6%
Vendite certificati ambientali ⁽¹⁾	60	28	32	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto ⁽²⁾	594	663	(69)	-10,4%
Altre vendite e prestazioni ⁽²⁾	556	570	(14)	-2,5%
Totale ricavi IFRS 15	40.024	45.587	(5.563)	-12,2%
Vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) ⁽¹⁾	4.995	11.224	(6.229)	-55,5%
Risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica (IFRS 9) ⁽¹⁾	1.669	481	1.188	-
Contributi per certificati ambientali	244	406	(162)	-39,9%
Rimborsi vari	210	398	(188)	-47,2%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	13	235	(222)	-94,5%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	25	21	4	19,0%
Altri ricavi e proventi	870	980	(110)	-11,2%
Totale ricavi	48.050	59.332	(11.282)	-19,0%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell' "Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

(2) Per una migliore rappresentazione, le vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto comprendono anche la quota legata ai servizi precedentemente inserita nelle Altre vendite e prestazioni. Al fine di permettere la comparabilità dei dati la riclassifica è stata effettuata anche per i dati relativi ai primi nove mesi del 2019.

Nei primi nove mesi del 2020 i ricavi da vendita di energia elettrica ammontano a 25.352 milioni di euro, registrando una riduzione di 4.702 milioni di euro rispetto all' analogo periodo dell' esercizio precedente (-15,6%). Tale riduzione è sostanzialmente dovuta:

- > ai minori ricavi da vendita dell' energia elettrica ai clienti finali principalmente per la diminuzione dei volumi venduti in Italia (887 milioni di euro) e Spagna (1.064 milioni di euro) anche per effetto del COVID-19;
- > al decremento dei ricavi in America Latina (2.361 milioni di euro) per il deprezzamento delle valute locali rispetto all' eu-

ro principalmente in Brasile e per la contrazione dei volumi e dei prezzi medi applicati alle vendite;

- > alla riduzione dei ricavi di Enel Global Trading (75 milioni di euro) conseguente alle minori vendite sul mercato spot in Italia per effetto della contrazione dei prezzi dell' energia;
- > ai minori ricavi in Russia (314 milioni di euro) principalmente per la vendita dell' impianto a carbone Reftinskaya avvenuta a ottobre 2019.

La diminuzione dei ricavi da vendita di gas per 516 milioni di euro (-21,5%) rispetto ai primi nove mesi del 2019, registrata

soprattutto in Spagna e in Italia, risente delle minori quantità vendute anche per effetto dell'emergenza sanitaria COVID-19.

I ricavi per vendita di combustibili si riducono di 242 milioni per i minori volumi intermediati da Enel Global Trading.

Le vendite di commodity energetiche derivanti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) si riducono di 6.229 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente per la contrazione dei prezzi sul mercato spot e per i minori volumi di energia negoziati.

La variazione positiva dei risultati da contratti derivati su vendite di commodity con consegna fisica è riferita prevalentemente alle commodity gas e quote CO₂, parzialmente compensata dal minor fair value sull'energia.

I contributi per certificati ambientali si riducono di 162 milioni di euro principalmente in e-Distribuzione per minori contributi ricevuti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) per Titoli di Efficienza Energetica (TEE) conseguenti ai minori volumi di tali titoli acquistati per effetto del processo di decarbonizzazione avviato dal Gruppo.

I rimborsi vari si riducono prevalentemente per la rilevazione nel 2019 del rimborso previsto contrattualmente a seguito dell'esercizio dell'opzione di recesso, da parte di un grande cliente industriale, dalle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro, di cui 80 milioni di euro afferenti alla Linea di Business Generazione Termoelettrica e Trading e 80 milioni afferenti alla Linea di Business Enel Green Power).

Le plusvalenze da alienazione di società si riducono di 222 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi dell'esercizio pre-

cedente soprattutto per la rilevazione nel 2019:

- > della plusvalenza relativa alla cessione di Mercure Srl, società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure (108 milioni di euro);
- > del negative goodwill (pari a 106 milioni di euro) derivante dall'allocatione definitiva del prezzo di acquisto effettuato da esperti indipendenti, a seguito dell'acquisto da parte di Enel North America (già Enel Green Power North America - EGPNA) di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (EGPNA REP) nel corso del primo trimestre 2019.

Negli altri ricavi e proventi si registra un decremento di 110 milioni di euro dovuto prevalentemente alla rilevazione nel 2019 di proventi per:

- > la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo, di 50 milioni di euro, connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta da e-distribuzione in Enel Rete Gas;
- > l'accordo transattivo di Edesur (228 milioni di euro) con il Governo argentino che sanava pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016;
- > l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorWerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (58 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- > da maggiori proventi in e-distribuzione per il reintegro degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete in base alle delibere 50/2018 e 568/2019 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (51 milioni di euro);
- > dall'incremento in Enel Green Power North America dei proventi per tax partnership (108 milioni di euro) e degli altri ricavi derivanti da indennizzi e contenzioso (46 milioni di euro).

Costi

7.b Costi - Euro 40.523 milioni

Millioni di euro	Primi nove mesi			
	2020	2019	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica ⁽¹⁾	11.289	16.235	(4.946)	-30,5%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica ⁽¹⁾	1.999	3.241	(1.242)	-38,3%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali ⁽¹⁾	5.713	6.510	(797)	-12,2%
Materiali ⁽¹⁾	1.299	1.426	(127)	-8,9%
Costo del personale	3.101	3.461	(360)	-10,4%
Servizi e godimento beni di terzi	11.237	11.845	(608)	-5,1%
Ammortamenti e impairment	5.730	9.010	(3.280)	-36,4%
Oneri per certificati ambientali	502	792	(290)	-36,6%
Altri costi operativi	1.159	1.140	19	1,7%
Costi capitalizzati	(1.506)	(1.553)	47	3,0%
Totale	40.523	52.107	(11.584)	-22,2%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell' "Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione, senza alcun effetto sui margini rilevati, degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico (si rinvia a quanto illustrato nella nota 2 al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

L' "Acquisto di energia elettrica" subisce un significativo decremento a causa dei minori volumi acquistati in regime di prezzi medi decrescenti. La voce comprende gli acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9) e i risultati delle valutazioni al fair value di tali contratti che registrano una riduzione di 1.522 milioni di euro rispetto all' analogo periodo dell' esercizio precedente.

Il decremento dei costi per "Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica" è principalmente imputabile ai minori volumi di produzione di energia da fonte termoelettrica per il minor ricorso alla generazione a elevate emissioni di CO₂ e per l' applicazione di prezzi medi decrescenti.

La variazione delle rimanenze include la svalutazione dei magazzini combustibili connessi agli impianti a carbone in Italia e in Spagna in conseguenza del processo di decarbonizzazione.

La diminuzione dei costi per l' acquisto di "Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali" riflette il decremento delle quantità intermedie, principalmente per i minori volumi di produzione e per la riduzione dei costi di acquisto di gas. Quest' ultima risente anche del beneficio economico derivante dalla finalizzazione dell' accordo con NLNG sulla price review applicata alle forniture nigeriane.

I costi per "Materiali" registrano un decremento essenzialmente dovuto ai minori acquisti dei diritti di emissione di CO₂ (-157 milioni di euro). La variazione di tale voce ricomprende anche gli acquisiti di CO₂ valutati al fair value, secondo l' IFRS 9, di cui 78 milioni di euro riferibili alle valutazioni dei contratti in essere, in base all' applicazione dell' "IFRIC Agenda Decision".

Nei primi nove mesi del 2020 il costo del personale è pari a 3.101 milioni di euro e presenta un decremento di 360 milioni di euro. La variazione è da riferire prevalentemente a:

- > minori costi in Spagna, dovuti alla modifica del beneficio dello sconto energia ai dipendenti ed ex dipendenti a seguito del rinnovo contrattuale e all' entrata in vigore del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa", che ha portato al rilascio del relativo fondo per 515 milioni di euro;
- > minori costi in Italia, principalmente riferiti alla minore consistenza media del personale.

Tale variazione risulta solo parzialmente compensata dalla rilevazione in Spagna dei costi di ristrutturazione per le attività connesse ai piani di transizione energetica avviati dal Gruppo (di cui 213 milioni di euro relativi al processo di decarbonizzazione) nonché di ulteriori accantonamenti ai piani di incentivazione all' esodo (159 milioni di euro per *Acuerdo Voluntario de Salida*).

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2020 è pari a 66.735 dipendenti, di cui 37.051 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2020 si decrementa di 1.518 unità. Tale variazione è riferibile al saldo tra assunzioni e cessazioni (-547 unità) nonché alle variazioni di perimetro (-971 unità), principalmente dovute alla dismissione dell'impianto di Reftinskaya in Russia.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2019 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2019	68.253
Assunzioni	2.166
Cessazioni	(2.713)
Variazioni di perimetro	(971)
Consistenza al 30 settembre 2020	66.735

Il decremento dei costi per prestazioni di "Servizi e godimenti beni di terzi" è dovuto prevalentemente a una riduzione dei costi per vettori (-372 milioni di euro), principalmente in Spagna, Cile e Brasile in relazione a una minore quantità dei volumi trasportati, ai minori altri costi per servizi connessi al business elettrico e del gas (-79 milioni di euro) riferiti prevalentemente a Enel Chile, ai minori costi legati al business dei servizi a valore aggiunto (-83 milioni di euro), nonché alle minori spese per viaggi e trasferte (-58 milioni di euro).

Gli ammortamenti e gli impairment dei primi nove mesi del 2020 registrano un decremento dovuto principalmente alle svalutazioni effettuate, nel corso dei primi nove mesi del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile (Bocamina I e Tarapacá) e Russia (Reftinskaya) per complessivi 4.002 milioni di euro, comprensivi dei relativi oneri di smantellamento; questi effetti sono in parte compensati dalla svalutazione dell'impianto a carbone di Bocamina II in Cile rilevata nel corso dei primi nove mesi del 2020 per 737 milioni di euro. Tali azioni sono finalizzate ad accelerare il processo di transizione energetica del Gruppo verso la decarbonizzazione.

Nel corso dei primi nove mesi del 2020, inoltre, le svalutazioni dei crediti commerciali si incrementano di 218 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2019 soprattutto per l'emergenza sanitaria da COVID-19 a seguito della quale, principalmente in Italia e Spagna, sono state riviste le stime di recuperabilità dei crediti commerciali per tener conto del peggioramento delle curve di incasso di determinati segmenti di clientela.

Gli "Oneri per certificati ambientali" si riducono prevalentemente per i minori volumi acquistati di TEE e per i minori oneri di compliance CO₂ come conseguenza della diminuzione della produzione di energia elettrica da fonte termica.

Negli "Altri costi operativi" si rileva un incremento degli oneri per imposte e tasse, per 72 milioni di euro, dovuto principalmente alla temporanea sospensione nel 2019, in Spagna, dell'applicazione delle imposte sugli idrocarburi impiegati nella produzione di energia elettrica (IVPEE) e sulla generazione nucleare in base al Regio Decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018, oltre che all'introduzione con decorrenza luglio 2020 di una nuova "ecotassa" nella regione catalana; tali effetti sono stati in gran parte compensati da una riduzione degli altri costi soprattutto in e-Distribución Redes Digitales per l'annullamento di tre procedimenti disciplinari nelle Isole Canarie e in e-distribuzione per minori penali sulla messa a disposizione delle letture nei tempi previsti dall'ARERA e minori costi connessi a malfunzionamenti degli impianti.

Nei primi nove mesi del 2020 i "Costi capitalizzati" rilevano un decremento di 47 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, attribuibile prevalentemente alla società e-distribuzione, per i rallentamenti causati dall'emergenza COVID-19 nello svolgimento delle varie attività di investimento.

7.c Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity - Euro 552 milioni

Gli oneri netti da gestione rischio commodity ammontano a 552 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020 (oneri netti per 3.026 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e risultano così composti:

- > proventi netti derivanti dalla gestione di derivati designati di cash flow hedge per 2 milioni di euro (proventi netti per 128 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019);
- > oneri netti su derivati al fair value con impatto a Conto economico per 554 milioni di euro (oneri netti per 3.154 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019).

Si precisa che i dati dei primi nove mesi del 2019 sono stati adeguati per tener conto delle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRIC), contenute nell'"Agenda Decision" del 2019, che hanno comportato una diversa classificazione degli effetti relativi ai contratti di acquisto o vendita di commodity valutati al fair value a Conto economico, senza alcun effetto sui margini rilevati (per maggiori dettagli si rinvia

a quanto illustrato nella nota 2 al presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 30 settembre 2020).

7.d Oneri finanziari netti - Euro 1.725 milioni

Gli oneri finanziari netti subiscono un decremento di 180 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2019.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2020 ammontano a 2.886 milioni di euro, con un decremento di 137 milioni rispetto all'analogo periodo precedente (3.023 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- > la riduzione dei proventi da strumenti derivati per 365 milioni di euro, riferita essenzialmente ai derivati designati di cash flow hedge per la copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera;
- > il decremento degli interessi su attività finanziarie per 83 milioni di euro, relativo soprattutto a strumenti finanziari a breve termine (79 milioni di euro).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle differenze positive di cambio, per 409 milioni di euro, che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati ai finanziamenti in valuta e si riferisce prevalentemente a Enel Finance International (538 milioni di euro) ed Enel SpA (176 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione dei proventi da differenze cambio in Enel Américas (-171 milioni di euro), Enel Green Power Brasil (-79 milioni di euro) ed Enel Russia (-43 milioni di euro).

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2020 ammontano invece a 4.655 milioni di euro, con un decremento di 369 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2019. Tale variazione è riferibile prevalentemente ai seguenti fenomeni:

- > la riduzione delle differenze negative di cambio per 471 milioni di euro, che riguarda prevalentemente Enel Finance International (-585 milioni di euro) ed Enel SpA (-63 milioni di euro), parzialmente compensata dall'incremento degli oneri da differenze cambio in Enel Américas (69 milioni di euro), Enel Green Power Brasil (67 milioni di euro) ed Enel Global Trading (32 milioni di euro);
- > il decremento degli interessi passivi su debiti finanziari per 194 milioni di euro che si riferisce prevalentemente alla riduzione degli interessi su prestiti obbligazionari (-100 milioni di euro) e su debiti verso banche (per 76 milioni di euro);

- > la riduzione di oneri finanziari di attualizzazione per 83 milioni di euro che si riferisce a:
 - passività per benefici ai dipendenti (-53 milioni di euro), dovute prevalentemente al rinnovo contrattuale e all'entrata in vigore del "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa", che ha determinato il rilascio del fondo sconto energia ai dipendenti;
 - fondi per rischi e oneri (30 milioni di euro) riferiti prevalentemente a Enel Américas;
- > minori oneri finanziari per 42 milioni di euro in relazione alla rilevazione di ripristini di valore di crediti finanziari prevalentemente nel Gruppo Endesa e in Enel Produzione. In particolare, in Enel Produzione il ripristino di valore è connesso all'adeguamento del fair value del credito verso EP Slovakia BV relativo alla quota non ancora incassata della cessione del 50% del capitale sociale di Slovak Power Holding BV;
- > infine si registra una riduzione di oneri finanziari legati alla cessione di crediti per 32 milioni di euro, per garanzie rilasciate da terzi per 19 milioni di euro, e l'incremento degli oneri finanziari capitalizzati per 20 milioni di euro.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento degli oneri da strumenti derivati per 575 milioni di euro, riferito essenzialmente ai derivati designati di cash flow hedge per la copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera.

Infine, i proventi netti da iperinflazione rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione di economie iperinflazionate, nei primi nove mesi del 2020 ammontano a 44 milioni di euro, con un decremento di 52 milioni di euro rispetto all'analogo periodo precedente (96 milioni di euro).

7.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 5 milioni

La quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nei primi nove mesi del 2020 è positiva per complessivi 5 milioni di euro. La variazione positiva di 109 milioni di euro risente principalmente della rilevazione nei primi nove mesi del 2019 degli effetti derivanti dal riacquisto di 13 società da EGPNA REP (88 milioni di euro), che hanno comportato la rilevazione di una minusvalenza nella stessa EGPNA REP, e della svalutazione della partecipazione di Slovak Power per 31 milioni di euro a seguito delle modi-

fiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo.

La variazione risente positivamente anche dei 25 milioni di euro di proventi contabilizzati a settembre 2020 in Spagna su Nuclenor a seguito della chiusura con esito positivo di un contenzioso.

Gli altri movimenti risentono dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method.

7.f Imposte - Euro 1.576 milioni

Le imposte relative ai primi nove mesi del 2020 ammontano a 1.576 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 30,0% (a fronte di un'incidenza del 29,5% dei primi nove mesi del 2019). L'incidenza fiscale, sebbene sia pressoché analoga nei due periodi a confronto, più in dettaglio risente dei seguenti fenomeni riferiti al 2019:

- > le minori imposte in Italia per effetto del raggiungimento dell'accordo con l'amministrazione finanziaria in merito al regime opzione "Patent Box" che ha consentito una tassazione agevolata per i redditi derivanti dall'utilizzo di proprietà intellettuali (+53 milioni di euro);
- > le minori imposte (36 milioni di euro) rilevate in Argentina, già nel primo trimestre 2019, dalle società di generazione

Enel Generación Costanera e Central Dock Sud, a seguito dell'esercizio dell'opzione per il regime agevolato del "*re-valorización impositivo*". Tale regime – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva – consente di rivalutare fiscalmente determinate attività materiali con conseguente iscrizione di imposte differite attive a fronte della maggiore deducibilità fiscale degli ammortamenti in futuro;

- > il riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP;
- > maggiori imposte anticipate per la sopraggiunta deducibilità fiscale del goodwill a seguito della fusione di GasAtacama in Enel Generación Chile.

Agli effetti sopra citati nei primi nove mesi del 2020 si aggiunge la minore incidenza fiscale rispetto all'analogo periodo del 2019 delle ritenute sui dividendi distribuiti dalle sub-holding cilene.

Si segnala, inoltre, che il Gruppo, al 30 settembre 2020, non rileva impatti di una certa rilevanza in merito alle azioni fiscali intraprese dai Governi dei vari Paesi in cui esso opera per attenuare gli effetti dell'emergenza sanitaria COVID-19 e dare impulso alla ripresa economica.

Attività

8.a Attività non correnti - Euro 129.311 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2020 a 95.154 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 3.856 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente ad ammortamenti e impairment su tali attività (4.800 milioni di euro) e alle differenze cambio negative (6.011 milioni di euro). Tali effetti sono in parte mitigati dagli investimenti del periodo (6.563 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 14.070 milioni di euro, presenta un decremento di 171 milioni di euro interamente attribuibile alle differenze cambio negative nei Paesi dell'America Latina. Nello specifico la variazione dell'avviamento è riconducibile principalmente all'effetto cambio negativo soprattutto del real brasiliano.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.682 milioni di euro, sono in linea con quanto registrato alla chiusura dell'esercizio precedente. Gli effetti positivi sulla movimentazione derivanti:

- > dai risultati di pertinenza del Gruppo delle società valutate con equity method, il cui maggior contributo è riconducibile principalmente a Rusenergosbyt e Nuclenor, solo parzialmente compensati dai risultati negativi delle altre società, in particolare OpEn Fiber;
 - > dai movimenti delle riserve OCI relative ai derivati di cash flow hedge;
 - > dagli incrementi di capitale, in particolare di OpEn Fiber per 86 milioni di euro;
 - > dagli effetti positivi della variazione di perimetro registrata in Spagna per la riduzione della quota detenuta da Endesa Energia SA in Endesa Soluciones SLU, precedentemente consolidata integralmente;
- sono stati compensati:
- > dai dividendi distribuiti nel periodo per 52 milioni di euro,

principalmente da Runergosbyt e da alcune società spagnole;

- > dall'andamento sfavorevole del cambio, soprattutto del dollaro statunitense;

- > dagli effetti della vendita di alcune società del Nord America.

Le *altre attività non correnti* includono:

Millioni di euro

	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	8.462	9.112	(650)	-7,1%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	3.088	3.185	(97)	-3,0%
Altre attività finanziarie non correnti	4.037	4.204	(167)	-4,0%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	224	232	(8)	-3,4%
Altri crediti a lungo termine	2.594 ⁽¹⁾	2.956	(362)	-12,2%
Totale	18.405	19.689	(1.284)	-6,5%

(1) La voce include investimenti in Attività derivanti da contratti con i clienti per 324 milioni di euro.

La riduzione del periodo è dovuta sostanzialmente:

- > al decremento delle attività per imposte anticipate, dovuto prevalentemente all'andamento sfavorevole dei cambi in America Latina, al decremento della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge e al rilascio del fondo sconto energia in Spagna;
- > al decremento degli altri crediti a lungo termine. L'incremento dei crediti derivanti dal contenzioso PIS/COFINS per 282 milioni di euro è stato più che compensato dall'anda-

mento negativo del cambio brasiliano;

- > al decremento delle altre attività finanziarie non correnti, da riferire essenzialmente alla riduzione delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione in Brasile per 673 milioni di euro, parzialmente compensato dall'incremento del fair value dei contratti derivati per 510 milioni di euro, riferito soprattutto ai derivati designati di cash flow hedge (482 milioni di euro).

8.b Attività correnti - Euro 33.831 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 2.647 milioni di euro e presentano un incremento di 116 milioni di euro, registrato principalmente in Italia, essenzialmente riconducibile alle maggiori quote di CO₂ per il minor ricorso alla generazione termica, alle minori svalutazioni dei magazzini combustibili e materiali afferenti agli impianti oggetto di impairment, soprattutto in Italia e Spagna, nonché alla riduzione degli stock rilevata in Russia sia a seguito della cessione della centrale di Reftinskaya GRES

avvenuta nell'ultimo trimestre 2019, sia come conseguenza dell'effetto cambio.

I *crediti commerciali*, pari a 11.527 milioni di euro, si decrementano di 1.556 milioni di euro, prevalentemente in Italia (697 milioni di euro) e in America Latina (693 milioni di euro) per il peggioramento delle curve di incasso legate a determinati segmenti di clientela e al deprezzamento delle valute dell'America Latina, in particolare in Brasile.

Le *altre attività correnti* sono dettagliate come segue:

Millioni di euro

	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.603	4.158	445	10,7%
Altre attività finanziarie correnti	4.353	4.212	141	3,3%
Crediti tributari	1.819	1.206	613	50,8%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.351	732	619	84,6%
Altri crediti a breve termine	1.963	1.752	211	12,0%
Totale	14.089	12.060	2.029	16,8%

L'incremento del periodo, pari a 2.029 milioni di euro, è dovuto principalmente:

- > all'incremento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento, dovuto principalmente all'aumento sia dei crediti finanziari a breve termine (384 milioni di euro) connesso essenzialmente ai maggiori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati, sia della quota corrente dei crediti finanziari a medio e lungo termine (38 milioni di euro) da collegare primariamente ai maggiori crediti finanziari per depositi cauzionali;
- > alla variazione in aumento delle altre attività finanziarie correnti, riconducibile prevalentemente alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati (pari a 4.185 milioni di euro al 30 settembre 2020 e a 4.065 milioni di euro al 31 dicembre 2019);
- > all'incremento dei crediti tributari relativi essenzialmente ai crediti per acconti versati dalla Capogruppo Enel SpA;
- > ai maggiori crediti verso operatori istituzionali di mercato, in particolare verso la CSEA, vantati principalmente da e-distribuzione (383 milioni di euro) e da Servizio Elettrico Nazionale (197 milioni di euro) e connessi essenzialmente a meccanismi di perequazione;
- > all'aumento degli altri crediti a breve termine, prevalentemente riconducibile ai maggiori risconti attivi (155 milioni di euro) riferiti principalmente ai canoni per la derivazione di acqua a uso industriale, a partite connesse al personale e

ai premi di assicurazione, nonché all'incremento degli altri crediti e altre attività correnti verso terzi.

8.c Attività possedute per la vendita - Euro 7 milioni

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

Il saldo al 30 settembre 2020 accoglie principalmente gli impianti destinati alla vendita relativi al ramo d'azienda di Enel Produzione costituito dal sito "Ettore Majorana" di Termini Imerese per 4 milioni di euro, nonché l'impianto del valore di 2 milioni di euro detenuto dalla società Llano Sanchez Solar Power One SA.

La variazione del periodo riguarda sostanzialmente la cessione di alcune partecipazioni idroelettriche detenute da Enel North America, precedentemente classificate come disponibili per la vendita, da cui è stata realizzata una plusvalenza di circa 4 milioni di euro, e dell'impianto colombiano di Rionegro, classificato in tale voce e venduto nel corso dei primi nove mesi del 2020.

Patrimonio netto e passività

8.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 29.446 milioni

Il decremento dei primi nove mesi del 2020 del patrimonio netto di Gruppo, pari a 931 milioni di euro, risente principalmente della distribuzione dei dividendi (1.708 milioni di euro) e della perdita rilevata direttamente a patrimonio netto (2.778 milioni di euro), in particolar modo attribuibile alla variazione negativa della riserva conversione bilanci in valuta estera a seguito dell'apprezzamento netto dell'euro rispetto alle valute estere delle società controllate, soprattutto con riferimento a quelle dell'America Latina.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'utile di competenza del periodo a Conto economico (2.921 milioni di euro) e dalla sottoscrizione di un prestito obbligazionario ibrido perpetuo per un ammontare, al netto dei costi di transazione, pari a 592 milioni di euro.

8.e Passività non correnti - Euro 79.337 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 51.073 milioni di euro (54.174 milioni di euro al 31 dicembre 2019), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 40.253 milioni di euro (43.294 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e da finanziamenti bancari e verso altri finanziatori per 10.820 milioni di euro (10.880 milioni di euro al 31 dicembre 2019). Tale voce registra una riduzione di 3.101 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 dovuta al decremento dei prestiti obbligazionari (3.040 milioni di euro), principalmente per i rimborsi effettuati nel periodo e le differenze positive di cambio, nonché alla riduzione dei prestiti verso altri finanziatori per 73 milioni di euro, riferita principalmente ai debiti per tax partnership. Tali effetti sono stati minimamente compensati dall'incremento dei finanziamenti bancari per 13 milioni di euro.

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 15.450 milioni di euro al 30 settembre 2020 (17.409 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 2.760 milioni di euro, in diminuzione di 1.011 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, prevalentemente in Iberia – a seguito del rilascio del fondo sconto energia conseguente al rinnovo contrattuale e al "V Accordo Quadro sul Lavoro in Endesa" che prevedono la modifica di alcuni benefici ai dipendenti, in

particolare lo sconto energia – e in America Latina, per l'effetto cambi fortemente negativo;

- > fondi rischi e oneri per 4.985 milioni di euro (5.324 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La voce include, tra gli altri, il fondo contenzioso legale per 699 milioni di euro (938 milioni di euro al 31 dicembre 2019), il cui decremento è riferito essenzialmente all'effetto negativo dei cambi in Brasile, il fondo per decommissioning nucleare per 573 milioni di euro (640 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 1.705 milioni di euro (1.840 milioni di euro al 31 dicembre 2019), la cui riduzione è riferita prevalentemente a una rideterminazione dei costi futuri di smantellamento in Iberia a seguito della rivisitazione del tasso di inflazione, il fondo oneri su imposte e tasse per 271 milioni di euro (312 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e il fondo oneri per incentivo all'esodo e il fondo per programmi di ristrutturazione per 1.013 milioni di euro (832 milioni di euro al 31 dicembre 2019), il cui incremento è riconducibile prevalentemente alla Spagna a seguito dell'accantonamento dei costi che il Gruppo sosterrà, a seguito dell'accelerazione della transizione energetica, per tutte le attività, dirette e indirette, legate alla revisione dei processi e dei modelli operativi, oltre che dei ruoli e delle competenze dei dipendenti;
- > passività per imposte differite per 7.705 milioni di euro (8.314 milioni di euro al 31 dicembre 2019), con una riduzione di 609 milioni di euro dovuta all'effetto negativo del cambio in America Latina, all'impairment dell'impianto a carbone Bocamina II in Cile e al decremento della fiscalità differita in Enel Global Trading legato all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge.

Le *altre passività non correnti* sono pari a 12.814 milioni di euro (12.414 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e si incrementano di 400 milioni di euro sostanzialmente per l'incremento del fair value degli strumenti finanziari derivati per 836 milioni di euro, che si riferisce essenzialmente ai derivati designati di cash flow hedge (per 707 milioni di euro) e ai derivati al FVTPL (per 128 milioni di euro). Tale effetto è parzialmente compensato dalla riduzione delle altre passività non finanziarie pari a 436 milioni di euro, derivante principalmente:

- > dalla variazione dei cambi che determina una riduzione delle passività per 725 milioni di euro;
- > dal decremento delle passività derivanti da contratti con i clienti per 82 milioni di euro, riferite soprattutto ai servizi di connessione alla rete elettrica;

- > dall'incremento dei debiti relativi all'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") di 315 milioni di euro.

8.f Passività correnti - Euro 40.396 milioni

I finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finanziamenti a lungo termine si incrementano di 3.796 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > all'aumento dei finanziamenti a breve termine per 3.774 milioni di euro, riferito prevalentemente:
 - all'incremento di commercial paper (per 3.499 milioni di euro);
 - all'incremento dei finanziamenti bancari a breve termine (per 418 milioni di euro);
 - alla riduzione dei finanziamenti a breve termine per flussi di cassa da versare a società di factoring (per 146 milioni di euro);

- > all'aumento delle quote correnti di finanziamenti a lungo termine per 22 milioni di euro, derivante soprattutto:
 - dal decremento dei prestiti obbligazionari (per 515 milioni di euro), riferito principalmente ai rimborsi di prestiti giunti a scadenza;
 - dall'incremento dei prestiti bancari (per 564 milioni di euro).

I debiti commerciali, pari a 10.001 milioni di euro (12.960 milioni di euro al 31 dicembre 2019), sono in diminuzione di 2.959 milioni di euro per effetto del normale andamento del ciclo passivo, accentuato dai minori costi di approvvigionamento di energia elettrica e dall'effetto del cambio in America Latina.

Le altre passività correnti sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.515	1.669	(154)	-9,2%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.685	4.507	178	3,9%
Passività finanziarie correnti	4.354	4.308	46	1,1%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	565	707	(142)	-20,1%
Debiti tributari	3.186	1.291	1.895	-
Altri	4.968	7.720	(2.752)	-35,6%
Totale	19.273	20.202	(929)	-4,6%

La variazione del periodo è essenzialmente dovuta:

- > alla riduzione della voce "Altri", riconducibile principalmente:
 - al pagamento dei dividendi nel corso dei primi nove mesi del 2019;
 - all'intero rimborso del debito associato all'avvenuto acquisto, attraverso intermediari finanziari (share swap), di ulteriori quote azionarie in Enel Américas ed Enel Chile;
 - al minor importo delle passività da contratti con i clienti;
- > al minor valore dei debiti verso i clienti, registrato soprattutto in Italia e dovuto essenzialmente alla contrazione dei depositi cauzionali da clienti (45 milioni di euro) nonché al più basso importo dei debiti diversi verso i clienti (109 milioni di euro), in linea con il decremento del numero dei clienti serviti;
- > alla riduzione dei debiti verso il personale e verso gli istituti di previdenza principalmente in Italia e America Latina.

Tali effetti sono stati solo in parte compensati:

- > dall'aumento dei debiti tributari, riferito soprattutto ai debiti relativi all'imposta sul valore aggiunto nonché alla stima delle imposte sul reddito del periodo, tenuto conto delle modalità di liquidazione periodica;
- > dall'incremento dei debiti verso operatori istituzionali di mercato, che ha riguardato soprattutto la Spagna, con particolare riferimento al debito verso il regolatore spagnolo CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), tenuto conto delle modalità di liquidazione periodica;
- > dall'incremento delle passività finanziarie correnti, riconducibile in massima parte all'incremento dei derivati al FVTPL (per 350 milioni di euro), compensato dalla riduzione dei derivati designati di cash flow hedge (per 145 milioni di euro), dalla riduzione dei ratei passivi aventi natura finanziaria per 130 milioni di euro e dal decremento dei debiti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per 29 milioni di euro.

8.g Passività possedute per la vendita - Euro 2 milioni

La variazione del periodo è legata alla vendita dell'impianto colombiano di Rionegro, classificato in tale voce e venduto nel corso dei primi nove mesi del 2020.

9. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 settembre 2020 e al 31 dicembre 2019, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconci-

liata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Millioni di euro				
	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	26	87	(61)	-70,1%
Depositi bancari e postali	5.325	7.910	(2.585)	-32,7%
Altri investimenti di liquidità	217	1.032	(815)	-79,0%
Titoli	70	51	19	37,3%
Liquidità	5.638	9.080	(3.442)	-37,9%
Crediti finanziari a breve termine	2.910	2.522	388	15,4%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.623	1.585	38	2,4%
Crediti finanziari correnti	4.533	4.107	426	10,4%
Debiti verso banche	(997)	(579)	(418)	-72,2%
Commercial paper	(5.783)	(2.284)	(3.499)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.685)	(1.121)	(564)	-50,3%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.391)	(1.906)	515	27,0%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(358)	(382)	24	6,3%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(925)	(1.101)	176	16,0%
Totale debiti finanziari correnti	(11.139)	(7.373)	(3.766)	-51,1%
Posizione finanziaria corrente netta	(968)	5.814	(6.782)	-
Debiti verso banche e istituti finanziari	(8.420)	(8.407)	(13)	-0,2%
Obbligazioni	(40.253)	(43.294)	3.041	7,0%
Debiti verso altri finanziatori	(2.400)	(2.473)	73	3,0%
Posizione finanziaria non corrente	(51.073)	(54.174)	3.101	5,7%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(52.041)	(48.360)	(3.681)	-7,6%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.088	3.185	(97)	-3,0%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(48.953)	(45.175)	(3.778)	-8,4%

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

Altre informazioni

10. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispetti-

vamente in essere nei primi nove mesi del 2020 e del 2019 e al 30 settembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti economici					
Totale ricavi	-	537	1.824	216	137
Proventi finanziari	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	1.421	1.443	781	-	1
Costi per servizi e altri materiali	2	26	1.856	2	72
Altri costi operativi	1	138	6	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	2	-	-
Oneri finanziari	-	-	10	-	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	39	551	15	36
Altre attività correnti	-	24	65	77	2
Altre passività non correnti	-	-	3	-	5
Finanziamenti a lungo termine	-	-	670	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-
Debiti commerciali	577	71	800	1.434	23
Altre passività correnti	-	-	20	-	14
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	324	-	150
Garanzie ricevute	-	-	148	-	36
Impegni	-	-	116	-	3

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	2.714	155	2.869	48.050	6,0%
-	-	48	48	3.239	1,5%
-	3.646	142	3.788	17.942	21,1%
-	1.958	103	2.061	13.594	15,2%
-	145	-	145	1.661	8,7%
-	2	-	2	(552)	-0,4%
-	10	37	47	4.964	0,9%

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.09.2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	-	24	24	18.405	0,1%
-	641	246	887	11.527	7,7%
-	168	90	258	14.089	1,8%
-	8	168	176	12.814	1,4%
-	670	-	670	51.073	1,3%
-	89	-	89	3.431	2,6%
-	2.905	71	2.976	10.001	29,8%
-	34	38	72	19.273	0,4%
-	724	-	724		
-	184	-	184		
-	119	-	119		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti economici					
Totale ricavi	-	1.056	1.622	210	136
Proventi finanziari	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.067	2.411	601	425	-
Costi per servizi e altri materiali	1	42	2.052	3	67
Altri costi operativi	2	167	4	1	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	11	-	-
Oneri finanziari	-	-	11	-	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	45	573	15	13
Altre attività correnti	-	23	69	89	1
Altre passività non correnti	-	-	2	-	6
Finanziamenti a lungo termine	-	-	715	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-
Debiti commerciali	601	92	726	793	18
Altre passività correnti	-	-	16	-	10
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	354	-	164
Garanzie ricevute	-	-	125	-	35
Impegni	-	-	9	-	4

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura (reperibile all'indirizzo internet <https://www.enel.com/it/investitori/governance/comitati>) che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice

civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dei primi nove mesi del 2020 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	3.024	215	3.239	59.332	5,5%
-	-	78	78	3.640	2,1%
-	5.504	133	5.637	24.921	22,6%
-	2.165	102	2.267	14.336	15,8%
-	174	-	174	1.932	9,0%
-	11	(3)	8	(3.026)	-0,3%
-	11	11	22	5.545	0,4%

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	-	15	15	19.689	0,1%
-	646	250	896	13.083	6,8%
-	182	36	218	12.060	1,8%
-	8	143	151	12.414	1,2%
-	715	-	715	54.174	1,3%
-	89	-	89	3.409	2,6%
-	2.230	61	2.291	12.960	17,7%
-	26	51	77	20.202	0,4%
-	768	-	768		
-	160	-	160		
-	13	-	13		

11. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro	al 30.09.2020	al 31.12.2019	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	11.893	11.078	815
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	67.054	97.472	(30.418)
- acquisti di combustibili	41.702	48.016	(6.314)
- forniture varie	1.630	1.034	596
- appalti	3.364	3.522	(158)
- altre tipologie	4.562	3.391	1.171
Totale	118.312	153.435	(35.123)
TOTALE	130.205	164.513	(34.308)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2020 a 67.054 milioni di euro, di cui 16.719 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2020-2024, 16.142 milioni di euro relativi al periodo 2025-2029, 13.175 milioni di euro al periodo 2030-2034 e i rimanenti 21.018 milioni di euro con scadenza successiva. Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2019, il decremento pari 30.418 milioni di euro è riferibile essenzialmente alle società rientranti nella Regione America Latina, in particolare il Brasile, e risulta principalmente attribuibile all'effetto cambi.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo, ammontano al 30 settembre 2020 a 41.702 milioni di euro, di cui 21.043 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2020-2024, 11.794 milioni di euro relativi al periodo 2025-2029, 6.028 milioni di euro relativi al periodo 2030-2034 e i rimanenti 2.837 milioni di euro con scadenza successiva.

12. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019, cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

Con riguardo al ricorso per cassazione presentato il 22 giugno 2019 avverso la sentenza della Corte d'Appello di Lecce dell'8 febbraio 2019 in merito al procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale termoelettrica di Brindisi Sud, l'udienza, inizialmente fissata per il 24 aprile 2020, è stata poi rinviata

al 1° ottobre 2020 a causa dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19. In tale data, la Corte di Cassazione ha disposto l'annullamento della sentenza della Corte d'Appello di Lecce, con rinvio ad altra sezione della medesima Corte affinché venga celebrato un nuovo giudizio.

Con riferimento al processo penale presso il Tribunale di Vibo Valentia che ha coinvolto alcuni dipendenti di Enel Produzione per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi, all'udienza del 24 febbraio 2020 si è tenuto l'esame del consulente del Pubblico Ministero. A seguito del rinvio d'ufficio delle udienze di tutti i procedimenti penali e civili, disposta nell'ambito delle misure di contrasto al COVID-19, il proseguimento dell'istruttoria si è tenuto il 7 settembre 2020, data in cui sono stati sentiti alcuni testi degli altri coimputati. Il 22 ottobre 2020 si è tenuta un'ulte-

riore udienza di escussione testi e il dibattimento proseguirà all'udienza già fissata del 19 novembre 2020.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Con riguardo ai procedimenti di appello pendenti dinanzi al Consiglio di Stato avverso le sentenze del TAR Lazio del 7 ottobre 2019, all'udienza per la discussione del merito della controversia tenutasi il 21 maggio 2020 i giudizi sono stati posti in decisione. Con un'ordinanza del 20 luglio 2020 il Consiglio di Stato (accogliendo una domanda subordinata delle difese delle tre società), previa riunione dei tre giudizi, ha sospeso il giudizio e disposto il rinvio pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) ai sensi dell'art. 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), formulando alcuni quesiti volti a chiarire l'interpretazione del concetto di "abuso di posizione dominante" da applicarsi al caso di specie. L'11 e il 18 settembre 2020 la CGUE ha notificato, rispettivamente, a Enel Energia (EE) e Servizio Elettrico Nazionale (SEN) e a Enel, l'avvio del procedimento ai sensi dell'art. 267 TFUE comunicando che, entro il termine di 70 giorni decorrenti dalle relative notifiche, le tre società hanno facoltà di presentare memorie scritte in merito ai quesiti interpretativi sottoposti dal Consiglio di Stato alla CGUE.

Nelle more dell'avvio del procedimento avanti alla CGUE, Enel, EE e SEN hanno presentato al Consiglio di Stato una nuova istanza cautelare per la sospensione dell'esecutività della sentenza del TAR impugnata e la relativa udienza di discussione è stata fissata il 3 novembre 2020. In parallelo, nella prima decade di settembre le menzionate società hanno anche presentato tre distinti ricorsi straordinari al Capo dello Stato per l'annullamento del provvedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato del 3 aprile 2020 con il quale è stata respinta la richiesta di remissione in termini per il pagamento della sanzione presentata nel mese precedente dalle società del Gruppo Enel.

Contenzioso BEG

Italia

Con riguardo al procedimento avviato da Enel SpA ed Enelpower SpA, attualmente pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Roma e volto a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le iniziative

assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk, l'udienza fissata il 7 maggio 2020 è stata rinviata al 18 febbraio 2021 a causa dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19.

Francia

Con riferimento al procedimento avviato da Albania BEG Ambient Shpk per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Francia, l'udienza dinanzi la Corte d'Appello di Parigi è stata fissata il 2 febbraio 2021 e si è concluso lo scambio di memorie tra le parti.

Olanda

Con riferimento al procedimento avviato da Albania BEG Ambient Shpk per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda, il 3 dicembre 2019 la Corte d'Appello di Amsterdam ha emesso una sentenza con la quale ha annullato la sentenza di primo grado del 29 giugno 2016, rigettando ogni pretesa avanzata da Albania BEG Ambient Shpk. La Corte è giunta a questa conclusione dopo aver affermato la propria giurisdizione sulla domanda subordinata di Albania BEG Ambient Shpk e aver analizzato nuovamente il merito della causa ai sensi del diritto albanese. Pertanto, Enel ed Enelpower non sono tenute a versare alcuna somma ad Albania BEG Ambient Shpk che, al contrario, è stata condannata dalla Corte d'Appello a rimborsare alle società appellanti i danni sofferti per aver subito sequestri conservativi illegittimi, da quantificarsi nell'ambito di un apposito procedimento, e le spese del procedimento di primo grado e di appello. In data 3 marzo 2020 si è appreso che Albania BEG Ambient Shpk ha depositato un ricorso dinanzi alla Corte Suprema olandese. Il 3 aprile 2020 Enel ed Enelpower si sono costituite dinanzi alla Corte Suprema. Le parti hanno concluso lo scambio di memorie il 17 luglio 2020 e, il 28 agosto 2020, la Corte Suprema ha stabilito che l'8 gennaio 2021 l'Avvocato Generale renderà il suo parere sul caso.

Bonus Sociale - Spagna

In merito alla questione pregiudiziale sollevata dalla Corte Suprema spagnola dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) a seguito dell'accoglimento dei due ricorsi presentati dall'Amministrazione dinanzi alla Corte Costituzionale, la CGUE aveva inizialmente fissato all'8 ottobre 2020 la data della discussione orale della questione pregiudiziale che è stata tuttavia successivamente sospesa in ragione delle misure di contenimento del COVID-19. Si è in attesa che la CGUE fissi una nuova data di udienza.

Contenziosi Cibrán - Brasile

Con riguardo alla prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1995 al 1999, dei sei giudizi avviati da Cibrán nei confronti di Ampla per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana, il 16 dicembre 2016 Cibrán ha impugnato la decisione di appello favorevole ad Ampla con ricorso (*Recurso Especial*) dinanzi al Tribunal Superior de Justiça, che è stato respinto il 19 giugno 2020. Tale sentenza è passata in giudicato il 24 agosto 2020.

Con riferimento alla seconda domanda, presentata nel 2006 in relazione agli anni dal 1987 al 1994, il 25 novembre 2019 Cibrán ha presentato ricorso avverso la decisione del Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro, che è stato rigettato preliminarmente in data 10 settembre 2020.

Fortaleza - Brasile

In merito ai ricorsi presentati da Central Geradora Termelétrica Fortaleza (CGTF) contro la decisione del 27 febbraio 2018 di estinguere l'azione avviata da CGTF davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas, permettendole di ottenere un secondo provvedimento favorevole successivamente revocato e poi nuovamente impugnato da CGTF, si rileva che il procedimento si è estinto in forza di un accordo transattivo firmato tra le parti il 28 agosto 2020 che ha concluso tutte le controversie in corso.

In ragione del citato accordo transattivo, il 5 settembre 2020 si è formalmente concluso anche l'arbitrato avviato da Petrobras a fine gennaio 2018 contro CGTF per le stesse pretese afferenti al contratto di fornitura di gas.

Sul piano cautelare, l'accordo transattivo del 28 agosto 2020 ha estinto anche i due diversi tipi di ricorsi straordinari che Petrobras aveva presentato dinanzi, rispettivamente, alla Corte Suprema e alla Corte Federale di Brasilia.

El Quimbo - Colombia

In relazione alle cosiddette "acciones populares" (class action) avviate con riferimento al progetto "El Quimbo" nel 2008 da alcuni abitanti della zona per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale, l'11 settembre 2020 il Tribunale dell'Huila ha emesso una sentenza sfavorevole a Emgesa condannandola ad adempiere agli obblighi già previsti dalla licenza ambientale. L'Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ha presentato una richiesta di chiarimento della sentenza.

Arbitrati Colombia

In merito ai procedimenti arbitrali avviati contro Codensa ed Emgesa dal Grupo Energía de Bogotá (GEB) e oggi riuniti in due procedimenti distinti per ciascuna società, il 24 febbraio 2020 GEB ha depositato una riforma della domanda arbitrale presentata contro Emgesa, includendo, tra le altre, richieste relative al mancato perseguimento dell'oggetto sociale e all'abuso dell'esercizio del diritto di voto da parte di Enel Américas e dei suoi Amministratori. Emgesa ha presentato una memoria difensiva per contestare le nuove pretese di GEB. Entrambi i due procedimenti avviati, rispettivamente, contro Emgesa e Codensa, sono attualmente sospesi per trattative su accordo delle parti. Il valore dei contenziosi è indeterminato e i procedimenti si trovano entrambi nella fase preliminare.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

Riguardo al procedimento per accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement, l'appello presentato da Vodoхозяйstvá výstavba štátny podnik (VV) è stato rigettato, confermando la decisione di primo grado a favore di Slovenské elektrárne (SE). Avverso questa decisione, VV ha presentato un ulteriore ricorso (*dovolanie*) in data 9 marzo 2020 al quale SE ha risposto con una memoria presentata l'8 giugno 2020. Con riguardo ai giudizi intentati da VV nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre a interessi) per il periodo 2006-2015: (i) con riguardo agli anni 2006, 2007 e 2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato le richieste di entrambe le parti per ragioni processuali. La sentenza di primo grado è stata appellata sia da VV sia da SE e i procedimenti d'appello relativi agli anni 2006 e 2008 sono pendenti. Quanto al procedimento d'appello relativo al 2007, a novembre 2019 SE aveva sollevato una questione pregiudiziale che è stata rigettata dalla Corte d'Appello il 15 gennaio 2020. Il 18 agosto 2020 SE ha presentato un ricorso alla Corte Costituzionale; (ii) per il procedimento relativo all'anno 2009, il Tribunale di Bratislava aveva inizialmente fissato la prima udienza il 13 ottobre 2020 che è stata poi rinviata al 24 novembre 2020; (iii) per il procedimento relativo al 2011, il Tribunale ha fissato la prima udienza il 19 novembre 2020; (iv) per i procedimenti relativi agli anni 2010 e 2013, si è concluso lo scambio delle comparse conclusionali tra le parti e l'udienza di primo grado, dapprima fissata il 12 maggio 2020, è stata rinviata al 6 ottobre 2020. In questa data, VV ha chiesto il rinvio dell'udienza al 6 novembre 2020;

(v) per il procedimento relativo all'anno 2014, l'udienza di primo grado inizialmente fissata il 6 ottobre 2020 è stata rinviata al 6 novembre 2020. Infine, nel procedimento avviato da VV innanzi il Tribunale di Bratislava per la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, all'udienza del 1° ottobre 2020 le parti hanno depositato le memorie conclusionali e il Tribunale ha fissato la data del 2 novembre 2020 per l'emissione della decisione.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

Il "*recurso de aclaración y adición*" presentato da Chucas in data 11 settembre 2019 davanti alla Corte Suprema costaricana è stato parzialmente accolto in data 8 giugno 2020. Con tale decisione, la Corte ha integrato il dispositivo della sentenza del 5 settembre 2019 con alcune informazioni relative all'ammissione di elementi probatori depositati da Chucas senza, tuttavia, modificare la decisione in merito alla nullità del lodo arbitrale. In data 15 luglio 2020 Chucas ha presentato una domanda di arbitrato presso la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) stimata in circa 240 milioni di dollari statunitensi. Il 14 agosto 2020 l'Istituto Costarricense de Electricidad (ICE) ha depositato una risposta alla domanda arbitrale di Chucas, chiedendo l'archiviazione del procedimento sul presupposto di un difetto di giurisdizione del tribunale arbitrale. La domanda è stata respinta dall'AMCHAM CICA. In parallelo, l'ICE ha presentato alcuni ricorsi cautelari al Tribunal Contencioso Administrativo contro Chucas e l'AMCHAM CICA al fine di sospendere il procedimento arbitrale avviato. Il giudice adito ha accolto tali ricorsi in via preliminare e l'arbitrato è attualmente sospeso.

GasAtacama Chile - Cile

In data 15 gennaio 2020 è stata emessa la sentenza della Corte Suprema del Cile, con la quale è stata confermata la

decisione della Corte d'Appello di Santiago che aveva ridotto da circa 6 milioni di dollari statunitensi a circa 300.000 dollari statunitensi l'importo della multa irrogata dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), il 4 agosto 2016, a GasAtacama Chile e avente a oggetto informazioni fornite da quest'ultima al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING) tra il 1° gennaio 2011 e il 29 ottobre 2015. La decisione è passata in giudicato e, in data 12 marzo 2020, GasAtacama Chile ha pagato la multa nell'importo confermato dalla sentenza della Corte Suprema del Cile.

Con riguardo alle azioni avviate, in relazione alla questione sopra menzionata, da alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, al fine di ottenere il risarcimento dei danni, per un importo di circa 58 milioni di euro, la prima, e circa 141 milioni di euro, i secondi, successivamente riunite in un unico procedimento, la fase istruttoria si trova attualmente sospesa a causa dello stato di emergenza nazionale indetta a causa della pandemia da COVID-19.

Arbitrato Kino - Messico

In data 16 settembre 2020 è stata notificata a Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA una domanda di arbitrato presentata da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (insieme, "Società di Progetto") asserendo la violazione di alcune previsioni dell'EPC Contract e dell'Asset Management Agreement sottoscritti rispettivamente con Kino Contractor e Kino Facilities. Le Società di Progetto, nelle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario, sono controllate da Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) e CKD Infraestructura México SA de Cv (CKD IM). Il procedimento si trova nella fase preliminare ed è in corso la costituzione del tribunale arbitrale. La pretesa economica è allo stato preliminarmente quantificata in circa 140 milioni di dollari statunitensi.

13. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Acquisto di azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2020

In data 6 ottobre 2020 Enel SpA ha informato di avere acquistato sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA (MTA), nel periodo compreso tra il 28 settembre e il 2 ottobre 2020, n. 290.052 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,4466 euro per azione, per un controvalore complessivo di 2.159.909,564 euro. Successivamente, la Società ha comunicato in data 13 ottobre, 20 ottobre, 27 ottobre e 30 ottobre 2020 di aver ulteriormente acquistato sul MTA rispettivamente:

- > nel periodo compreso tra il 5 ottobre e il 9 ottobre 2020, n. 251.840 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,3988 euro per azione, per un controvalore complessivo di 1.863.301,419 euro;
- > nel periodo compreso tra il 12 e il 16 ottobre 2020, n. 56.420 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,5214 euro per azione, per un controvalore complessivo di 424.355,423 euro;
- > nel periodo compreso tra il 19 e il 23 ottobre 2020, n. 18.411 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,5229 euro per azione, per un controvalore complessivo di 138.503,740 euro;
- > nel periodo compreso tra il 26 e il 28 ottobre 2020, n. 93.177 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,2462 euro per azione, per un controvalore complessivo di 675.174,534 euro.

Le operazioni fanno seguito a quanto comunicato lo scorso 29 luglio circa l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, disposto in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2020 e deliberato a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020. Per effetto delle operazioni sopra descritte deve intendersi concluso il Programma, avviato in data 3 settembre 2020, nell'ambito del quale sono state acquistate complessive n. 1.720.000 azioni Enel (pari allo 0,016918% del capitale sociale), al prezzo medio ponderato per il volume di 7,4366 euro per azione e per un controvalore complessivo di 12.790.870,154 euro.

Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel detiene

complessivamente al 28 ottobre 2020 n. 3.269.152 azioni proprie, pari allo 0,032156% del capitale sociale.

Enel lancia con successo un "Sustainability-Linked Bond" da 500 milioni di sterline, il primo nel suo genere per il mercato in sterline

In data 13 ottobre 2020 Enel Finance International NV ha collocato il primo "Sustainability-Linked Bond" del mercato in sterline, legato al conseguimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla percentuale di capacità installata consolidata da fonti rinnovabili rispetto alla capacità installata consolidata totale, in linea con l'impegno a raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite.

L'emissione, garantita da Enel e rivolta a investitori istituzionali per un totale di 500 milioni di sterline, pari a circa 550 milioni di euro, ha ricevuto richieste in esubero per quasi sei volte, totalizzando ordini per un importo pari a circa 3 miliardi di sterline e una partecipazione significativa di Investitori Socialmente Responsabili (SRI), permettendo al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori.

Enel sottoscrive un contratto di finanziamento per un "Sustainability-Linked Loan" da 1 miliardo di euro

In data 16 ottobre 2020 Enel SpA (Enel) ha siglato un contratto di finanziamento da 1 miliardo di euro per un "Sustainability-Linked Loan" della durata di sei anni strutturato come club deal con scadenza al 15 ottobre 2026.

Questo finanziamento è destinato a soddisfare l'ordinario fabbisogno finanziario del Gruppo e segue l'adozione da parte di Enel di un "Sustainability-Linked Financing Framework" (Framework), il primo documento a livello mondiale, verificato dal second party provider Vigeo Eiris, che presenta l'intera strategia finanziaria "Sustainability-Linked" tramite molteplici soluzioni di finanziamento (commercial paper, prestiti ed emissioni obbligazionarie), integrando pienamente la sostenibilità nel piano di finanziamento globale del Gruppo. Il Framework è in

linea con i “Sustainability-Linked Bond Principles” dell’International Capital Market Association (ICMA) e con i “Sustainability-Linked Loan Principles” della Loan Market Association (LMA).

In linea con il Framework, il finanziamento è legato al Key Performance Indicator (KPI) relativo alla “Percentuale di capacità installata rinnovabile” (ovvero la percentuale di capacità installata consolidata da fonti rinnovabili rispetto alla capacità installata consolidata totale) e al conseguimento di un Sustainability Performance Target (SPT) pari o superiore al 60% entro il 31 dicembre 2022 (al 30 giugno 2020 era pari al 51,9%). In base al livello di raggiungimento dell’SPT entro la data target, l’accordo prevede un meccanismo di step-up/step-down che modificherà lo spread applicato ai fondi prelevati dalla linea di credito, riflettendo così il valore della sostenibilità. Il finanziamento evidenzia l’impegno di Enel, primo operatore privato a livello mondiale per capacità installata rinnovabile, a contribuire al raggiungimento dell’obiettivo SDG 7.2, ovvero “Aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale”.

L’operazione è in linea con la strategia finanziaria di Enel, sempre più caratterizzata dalla finanza sostenibile come si riflette nell’obiettivo di aumentare l’incidenza delle fonti di finanziamento sostenibili sull’indebitamento complessivo lordo del Gruppo fino al 43% nel 2022 e al 77% nel 2030.

Enel lancia un’operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di alcuni prestiti obbligazionari ibridi

In data 23 ottobre 2020 Enel ha annunciato di aver lanciato un’operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di alcuni prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi emessi dalla Società, volta ad allineare i termini e le condizioni

di questi ultimi a quelli del prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo lanciato dalla stessa Enel lo scorso 1° settembre 2020. A tali fini, la Società ha convocato le Assemblee dei portatori delle seguenti obbligazioni per un ammontare complessivo in circolazione pari a circa 1.797 milioni di euro (le “Obbligazioni”), in prima e unica convocazione, in data 26 novembre 2020:

- a) 1.250.000.000 euro con scadenza 10 gennaio 2074 e importo in circolazione pari a 297.424.000 euro (ISIN: XS0954675129);
- b) 750.019.000 euro con scadenza 24 novembre 2078 e importo in circolazione pari a 750.019.000 euro (ISIN: XS1713463716);
- c) 750.000.000 euro con scadenza 24 novembre 2081 e importo in circolazione pari a 750.000.000 euro (ISIN: XS1713463559).

Le proposte di modifica dei termini e condizioni dei regolamenti delle Obbligazioni sottoposte all’approvazione delle suddette Assemblee prevedono, in particolare, che (i) le Obbligazioni, che attualmente hanno una scadenza determinata e di lungo periodo, diventino esigibili e pagabili e debbano dunque essere rimborsate dalla Società solo in caso di scioglimento o liquidazione della stessa; (ii) gli eventi di inadempimento, previsti nei regolamenti e nella ulteriore documentazione che disciplina le Obbligazioni, siano eliminati.

Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 *bis*, comma 2, del decreto legislativo n. 58/1998

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Alberto De Paoli dichiara, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 2, del Testo Unico della Finanza, che l'informativa

contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2020 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Concept design e realizzazione
HNTO – Gruppo HDRÀ ADV

Revisione testi
postScriptum di Paola Urbani

Enel Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. di Roma 756032 Partita IVA 00934061003

© ENEL SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137





[enel.com](https://www.enel.com)