



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

**RESOCONTO INTERMEDIO
DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2021**



**OPEN POWER
FOR A BRIGHTER
FUTURE.**

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2021

ENEL IS OPEN POWER

**VI
SIONE**

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

POSIZIONAMENTO
Open Power

PURPOSE

**MIS
SIONE**

- > 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.

COMPOR TAMENTI

- > 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.

**Open Power
for a brighter
future.**

**We empower
sustainable
progress.**

VA LORI

- > Fiducia
- > Proattività
- > Responsabilità
- > Innovazione



● **ENEL IS OPEN POWER** 2



**RELAZIONE
SULLA GESTIONE**

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 2021

14

> I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

15

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2021

17

Risultati del Gruppo

21

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo

29

Risultati economici per Linea di Business

34

> Generazione Termoelettrica e Trading

40

> Enel Green Power

46

> Infrastrutture e Reti

52

> Mercati finali

58

> Enel X

62

> Servizi e Altro

66

Definizione degli indicatori di performance

69

Prevedibile evoluzione della gestione

71

**BILANCIO CONSOLIDATO
ABBREVIATO
AL 30 SETTEMBRE 2021**

72

Conto economico consolidato sintetico

75

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

76

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

77

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

78

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

80

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021

81

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

108

1

RELAZIONE SULLA GESTIONE



HIGHLIGHTS

SDG	Primi nove mesi		
	2021	2020	Variazione
Ricavi (milioni di euro) ⁽¹⁾	57.914	49.465	17,1%
Margine operativo lordo (milioni di euro)	11.278	12.705	-11,2%
Margine operativo lordo ordinario (milioni di euro)	12.631	13.146	-3,9%
Risultato netto del Gruppo (milioni di euro)	2.505	2.921	-14,2%
Risultato netto del Gruppo ordinario (milioni di euro)	3.289	3.593	-8,5%
Indebitamento finanziario netto (milioni di euro)	54.389	45.415 ⁽²⁾	19,8%
Cash flow da attività operativa (milioni di euro)	5.067	6.560	-22,8%
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (milioni di euro)	7.901 ⁽³⁾	6.563	20,4%
Potenza efficiente netta installata totale (GW)	86,5	84,0 ⁽²⁾	3,0%
7 Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	47,5	45,0 ⁽²⁾	5,6%
7 Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	54,9%	53,6% ⁽²⁾	2,5%
7 Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	2,60	1,52	71,1%
Produzione netta di energia elettrica (TWh)	164,2	152,4	7,7%
7 Produzione netta di energia elettrica rinnovabile (TWh)	80,9	77,6	4,3%
9 Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km) ⁽⁴⁾	2.246.316	2.232.039 ⁽²⁾	0,6%
9 Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽⁴⁾	381,5	360,3	5,9%
Utenti finali (n.)	74.980.778	74.294.733	0,9%
9 Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽⁵⁾	44.843.287	44.363.498	1,1%
Energia venduta da Enel (TWh)	232,6	222,0	4,8%
Clienti retail (n.)	69.019.595	69.894.578	-1,3%
- di cui mercato libero ⁽⁴⁾	24.413.333	23.224.726	5,1%
11 Storage (MW)	195	123 ⁽²⁾	58,5%
11 Punti di ricarica (n.) ⁽⁴⁾	137.955	93.919	46,9%
11 Demand response (MW)	7.689	5.945	29,3%
N. dipendenti	66.021	66.717 ⁽²⁾	-1,0%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

(2) Al 31 dicembre 2020.

(3) Il dato non include 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" nei primi nove mesi del 2021.

(4) I dati del 2020 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

(5) Il dato del 2020 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati al nuovo criterio di calcolo che esclude i contatori elettronici con contratto attivo non telegestiti.

PREMESSA

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2021 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 richiede 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

C

ENEL GROUP CHAIRMAN
M. Crisostomo

CEO

ENEL GROUP CEO
F. Starace

HLD Holding Function

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
A. De Paoli

COMMUNICATIONS
R. Deambrogio

INNOVABILITY
E. Ciorra

PEOPLE AND ORGANIZATION
G. Stratta

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS
G. Fazio

AUDIT
S. Fiori

GLOBAL PROCUREMENT
F. Di Carlo

GLOBAL CUSTOMER OPERATIONS
N. Melchiotti

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS
C. Bozzoli

CR

Country and Region

ITALY C. Tamburi
IBERIA J. Bogas Gálvez
EUROPE S. Mori
AFRICA, ASIA AND OCEANIA S. Bernabei
NORTH AMERICA E. Viale
LATIN AMERICA M. Bezzeccheri

GBL Global Business Line

Global Infrastructure and Networks	Global Energy and Commodity Management	Global Power Generation	Enel X
A. Cammisecra	C. Machetti	S. Bernabei	F. Venturini

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 Investimenti ⁽¹⁾, 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. Si segnala, inoltre, che è in corso di realizzazione 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 i 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.

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 and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo.

Nel corso del primo semestre 2021 è stata introdotta una nuova Funzione di Servizio denominata Global Customer Operations, la cui attività è incentrata sulla gestione dell'attivazione dei clienti, la fatturazione, la gestione del credito, l'assistenza ai clienti e i relativi processi di supporto a livello di Gruppo. È inoltre responsabile di:

- > definire e implementare la strategia delle azioni globali riguardanti i clienti, aumentando la soddisfazione e il valore del cliente e ottimizzando al contempo i costi di servizio e i relativi flussi di cassa;
- > gestire i processi operativi dei clienti, massimizzando l'eccellenza operativa e la centralità del cliente e sfruttando la tecnologia;
- > sviluppare e innovare modelli operativi e soluzioni per la gestione del ciclo di vita del cliente, massimizzando l'adattabilità al cambiamento interno ed esterno attraverso una leadership di mercato che innova sulla base di specifiche analisi dei dati.

Le Funzioni Globali di Servizio sono inoltre focalizzate sull'adozione responsabile di misure che permettano il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile, nello specifico nella gestione della catena di fornitura e dello sviluppo di soluzioni digitali in modo da 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 l'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.

SCENARIO DI RIFERIMENTO

Andamento dei principali indicatori di mercato

VARIAZIONE DELL'INDICE DEI PREZZI AL CONSUMO (CPI)

%	Primi nove mesi		
	2021	2020	Variazione
Italia	1,34	-0,03	1,37
Spagna	2,07	-0,18	2,25
Russia	6,13	3,08	3,05
Argentina	45,13	43,66	1,47
Brasile	7,55	2,91	4,64
Cile	3,81	3,11	0,70
Colombia	2,94	4,82	(1,88)
Perù	3,31	1,79	1,52

TASSI DI CAMBIO

	Primi nove mesi		
	2021	2020	Variazione
Euro/Dollaro statunitense	1,19	1,12	6,25%
Euro/Sterlina britannica	0,86	0,89	-3,37%
Euro/Franco svizzero	1,09	1,07	1,87%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	108,84	107,55	1,20%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,25	1,35	-7,41%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,32	1,48	-10,81%
Dollaro statunitense/Rublo russo	74,05	70,99	4,31%
Dollaro statunitense/Peso argentino	93,84	67,51	39,00%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,33	5,07	5,13%
Dollaro statunitense/Peso cileno	740	802	-7,73%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	3,715	3,706	0,24%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,85	3,46	11,27%
Dollaro statunitense/Peso messicano	20,14	21,80	-7,61%
Dollaro statunitense/Lira turca	8,17	6,74	21,22%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	73,61	74,23	-0,84%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	14,54	16,75	-13,19%

La crescita economica mondiale nel terzo trimestre 2021 rimane sostenuta, anche se su livelli leggermente inferiori rispetto al secondo trimestre. L'allentamento delle restri-

zioni, la riapertura delle attività economiche, la più ampia somministrazione dei vaccini e la maggiore spesa privata delle famiglie, supportata dalla normalizzazione dei rispar-

mi accumulati, hanno contribuito al mantenimento di una tendenza positiva. Tuttavia, l'inflazione rimane elevata, toccando nuovi massimi in quasi tutte le geografie. Il costo elevato delle materie, la carenza di componenti chiave nel processo produttivo e lo shock di prezzo su alcune commodity, come il gas, stanno impattando il livello dei prezzi al consumo a livello globale, con questi ultimi che divergono dai valori target delle rispettive banche centrali.

Nell'Eurozona, la ripresa economica prosegue la sua tendenza positiva raggiungendo un tasso di crescita del PIL del 3,4% ⁽²⁾ su base annuale nel terzo trimestre. Il nuovo regime di politica monetaria della Banca Centrale Europea (BCE), che adotta un tasso di inflazione target del 2% simmetrico, indica che le attuali condizioni economiche richiedono un sostegno monetario particolarmente persistente, che può tradursi in un superamento transitorio dell'inflazione. A settembre, quest'ultima ha raggiunto il 3,4% su base annuale (3% ad agosto), trainata principalmente dai beni industriali non energetici, dai prezzi dell'energia che hanno continuato a salire, dalla continua interruzione della catena di approvvigionamento che incide sui prezzi di produzione e dall'aumento dell'inflazione dei servizi guidato dal comparto turistico. Il consiglio direttivo della BCE ha dichiarato a settembre che ridurrà gradualmente gli acquisti di titoli pubblici e privati all'interno del programma di emergenza pandemico (PEPP) da qui a fine anno, riducendo così gli stimoli monetari.

In Italia, nel terzo trimestre il tasso di crescita del PIL si attesta al 3,4% su base annuale, guidato dalla resilienza dei consumi privati, grazie ai risparmi accumulati durante la pandemia e alla rimozione delle restrizioni. L'inflazione in Italia si posiziona su un nuovo picco del 2,9% su base annuale a settembre 2021.

In Spagna, a seguito del rilancio della spesa delle famiglie, in linea con il miglioramento del clima di fiducia provocato da una significativa rimozione delle misure di contenimento della pandemia, e di una campagna vaccinale sempre più efficace (a metà ottobre oltre l'81% della popolazione over 12 ha completato il ciclo vaccinale), il PIL registra un tasso di crescita del 4,2% su base annuale nel terzo trimestre. La ripresa ha inoltre beneficiato del miglioramento delle esportazioni e di un forte recupero della domanda nei settori legati al comparto turistico e alberghiero. Insieme all'Italia, la Spagna ha trainato l'inflazione nell'Eurozona, registrando un tasso di crescita dell'inflazione del 4% su base annuale a settembre, spinto dall'aumento dei prezzi del gas che hanno impattato le tariffe elettriche e dalle crescenti pressioni sui prezzi in linea con la riapertura del commercio al dettaglio, dei servizi al consumo e del settore turistico.

In Russia, la crescita del PIL si attesta al 5,4% su base annuale nel terzo trimestre. Il tasso di crescita dell'inflazione

nel terzo trimestre, superando il target del 4% perseguito dalla banca centrale, ha raggiunto il 6,8% su base annuale a causa di diversi fattori come la volatilità del rublo, la rapida ripresa della spesa dei consumatori, l'aumento dei salari, i rallentamenti nella catena degli approvvigionamenti e l'aumento dei costi per i rivenditori legato alle misure sanitarie anti-pandemia. Durante tutto il terzo trimestre, la banca centrale russa ha perseguito una politica di aumento del tasso di interesse di riferimento, portando quest'ultimo al 6,75%.

Negli Stati Uniti, durante l'ultimo incontro di Jackson Hole (26-28 agosto), la Federal Reserve ha comunicato che allenterà il programma di acquisto titoli entro la fine dell'anno, attuando il cosiddetto "tapering". Tuttavia, quest'ultimo avverrà con cautela e gradualmente e non comporterà necessariamente un aumento anticipato dei tassi di interesse. Per il terzo trimestre, l'economia americana registra una crescita solida del PIL del 4,7% su base annuale che corrisponde tuttavia a una fase di picco. Il rallentamento dei consumi privati (a causa del proliferare delle nuove varianti del virus COVID-19) e la riduzione delle scorte e della produzione industriale (per via dei rallentamenti nella catena degli approvvigionamenti) indicano infatti una crescita più moderata nel quarto trimestre. Per il terzo trimestre dell'anno, il tasso di inflazione si attesta al 5,3% su base annuale. L'aumento dei prezzi delle materie prime e la crescita più rapida del previsto nella Cina continentale e negli Stati Uniti, e le conseguenti esportazioni verso questi Paesi, hanno guidato la crescita economica in Brasile con un aumento del PIL del 4,8% su base annuale nel terzo trimestre. Il solido incremento della domanda interna, la revisione al rialzo delle tariffe elettriche a causa del fenomeno siccità più elevato, la persistenza dei costi di trasporto e dei beni alimentari, oltre alla debolezza del cambio, hanno spinto il tasso di inflazione al 10,3% su base annuale a settembre, ben al di sopra del target della banca centrale (5,25%). Quest'ultima, nel tentativo di domare l'espansione delle aspettative di inflazione a lungo termine, ha accelerato il ritmo dei rialzi del tasso di interesse di riferimento.

In Argentina, prosegue la fase espansiva post-pandemica, con una crescita del PIL del 6,8% su base annuale nel terzo trimestre, in calo però rispetto al 19,6% registrato in quello precedente. Rimangono alte le preoccupazioni legate alle dinamiche inflazionistiche, con il tasso di inflazione che continua a salire, raggiungendo il 50,7% su base annuale nel terzo trimestre. Misure correttive da parte del Governo argentino per attenuare l'aumento dei prezzi verranno introdotte nel breve periodo, tra cui la riduzione dell'indicizzazione delle componenti regolate.

In Cile, il forte stimolo fiscale e monetario, unito all'allentamento delle restrizioni e all'efficacia della campagna vacci-

(2) I valori dei tassi relativi al PIL sono basati sugli ultimi dati disponibili e conseguentemente potrebbero subire alcuni aggiornamenti.

nale, ha consentito una forte accelerazione della crescita sia nel secondo sia nel terzo trimestre, con il PIL che ha registrato un incremento del 17,2% e del 16,6% su base annuale, rispettivamente. Aumentano gli investimenti fissi e i consumi privati, questi ultimi sostenuti dal miglioramento del tasso di occupazione e dalla possibilità dei consumatori di prelevare dai propri fondi pensione. Il tasso di inflazione è salito al 4,9% su base annuale nel terzo trimestre a causa di effetti base legati ai prezzi di petrolio, combustili e gas, e della riapertura dell'economia che hanno fatto salire l'inflazione dei servizi, in particolare nel settore alberghiero.

In Perù, nel terzo trimestre 2021 si registra una crescita più moderata del PIL, 5,6% su base annuale, rispetto all'andamento nel secondo trimestre, intorno al 40% su base annuale. L'incertezza politica, a seguito dell'elezione del presidente Pedro Castillo, ha avuto ricadute negative sugli investimenti privati e sul tasso di cambio. Tuttavia, la campagna di vaccinazione ha subito una sostanziale accelerazione consentendo difatti una più rapida riapertura economica. Il tasso di inflazione si attesta al 4,7% su base

annuale nel terzo trimestre a causa dell'aumento dei prezzi dell'energia, del cibo, dei trasporti e dei servizi. La banca centrale, nel tentativo di arginare le aspettative di inflazione, ha aumentato il tasso di interesse di 50 punti base all'1,0% a settembre.

Dopo aver attraversato la peggiore recessione della sua storia nel 2020, l'economia colombiana si avvia a una importante fase di ripresa grazie all'allentamento delle restrizioni e alla resilienza della domanda sia domestica sia estera. Si registra una crescita del PIL nel terzo trimestre 2021 del 10,4% su base annuale. L'inflazione ha subito una forte accelerazione, deviando dal target della banca centrale e raggiungendo a settembre il 4,5% su base annuale. L'aumento dei prezzi è stato principalmente guidato dai beni alimentari, dal costo dei carburanti e dai settori scolastico, della ristorazione e alberghiero. In controtendenza con le altre banche centrali in America Latina, quella colombiana sta perseguendo un approccio più graduale nel processo di normalizzazione dei tassi di interesse.

Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2021

Le quotazioni internazionali delle commodity

%	Primi nove mesi	
	2021	2020
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio ICE Brent (\$/bbl)	67,7	42,6
Prezzo medio della CO ₂ (€/t)	48,2	23,8
Prezzo medio del carbone (\$/t CIF ARA) ⁽¹⁾	102,6	47,4
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	30,2	7,6
Prezzo medio del rame (\$/t)	9.183	5.838
Prezzo medio dell'alluminio (\$/t)	2.378	1.632
Prezzo medio del nickel (\$/t)	18.024	13.059

(1) Indice API2.

(2) Indice TTF.

Il terzo trimestre 2021 ha visto il protrarsi della forte crescita dei prezzi delle commodity, trainati dalla ripresa delle attività economiche a livello globale.

Focalizzando l'attenzione sul mercato petrolifero, gli indici di prezzo del petrolio sono rimasti piuttosto stabili nel terzo trimestre, con il Brent che ha oscillato nel range 65-80

\$/bl, leggermente al di sopra di quanto registrato nel trimestre precedente. Tale dinamica è dovuta da un lato alla ripresa dei consumi, seppur in misura minore rispetto a quanto prevedevano alcuni operatori del mercato, e dall'altro all'allentamento dei vincoli di offerta imposti dall'OPEC+. Il mercato resta comunque in tensione, in quanto dal lato dell'offerta siamo ben lontani da una normalizzazione, il che genera ampio supporto ai prezzi.

I riferimenti del gas a livello globale hanno raggiunto nuovi massimi storici. Il GNL asiatico e il TTF europeo sono quasi raddoppiati rispetto ai valori registrati nel secondo trimestre di quest'anno, e sono aumentati del 150% rispetto alla media del primo trimestre 2021, attestandosi in media rispettivamente a 13,2 \$/mmbtu e 47 €/MWh. Tale incremento è riconducibile a fattori legati sia alla domanda sia all'offerta. Sul fronte della domanda, il protrarsi della heating season fino a maggio ha determinato il progressivo svuotamento degli stoccaggi; il loro riempimento, unito alla maggior produzione termica, ha sostenuto la domanda in questo trimestre. Sul fronte dell'offerta, la carenza di gas, dovuta a manutenzioni straordinarie, chiusure inattese di alcuni impianti di produzione e problemi legati alla logistica, ha determinato uno spostamento dei flussi di GNL verso l'Asia. L'insieme di tutti questi fattori ha portato il mercato in undersupply, guidando il rialzo dei prezzi.

Anche i prezzi del carbone sono cresciuti in questo trimestre, spinti verso l'alto sia dai prezzi del gas, per effetto della competitività nel fuel switching, sia dalla ripartenza del

comparto industriale cinese, che ha assorbito importanti flussi dalla Russia. Nel mese di settembre l'API2 ha registrato un prezzo superiore ai 200 \$/t, con una media del trimestre pari a oltre 150 \$/t.

Il mercato della CO₂ ha registrato una crescita senza precedenti nel 2021, aumentando dell'84% da gennaio e raggiungendo il prezzo record di 64 €/t a fine settembre (il prezzo medio è stato di 48,2 €/t nel corso dei primi nove mesi del 2021 rispetto al prezzo medio di 23,8 €/t registrato nell'analogo periodo del 2020). Le ragioni di questo aumento sono legate a tre fenomeni: il forte commitment mostrato da parte delle autorità europee nell'intento di attuare riforme destinate a comprimere sempre più l'offerta, la crescente attività speculativa da parte degli investitori privati sulla commodity e l'andamento al rialzo dei prezzi del gas.

Nel terzo trimestre 2021 i prezzi dei metalli hanno mostrato dinamiche alquanto diversificate. Se da un lato i prezzi di rame e ferro hanno registrato una flessione, dovuta al rallentamento dell'economia cinese, dall'altro l'alluminio e l'acciaio hanno mostrato un rialzo considerevole, determinato soprattutto dal capacity cap e dalla crisi energetica cinese, caratterizzata da un razionamento della fornitura di energia. Entrambi i fenomeni hanno limitato fortemente la capacità di produzione di questi metalli, guidando l'aumento dei prezzi. Al rialzo anche i prezzi di litio e cobalto, la cui domanda viene sostenuta dalle politiche di stimolo verso una green economy.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

ANDAMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre			Primi nove mesi		
2021	2020	Variazione	2021	2020	Variazione
84,2	81,6	3,2%	239,0	225,1	6,2%
61,6	61,9	-0,5%	181,8	175,8	3,4%
15,0	14,5	3,4%	46,2	43,4	6,5%
189,8	176,8	7,4%	600,0	565,5	6,1%
35,9	34,1	5,3%	104,0	99,1	4,9%
148,8	145,0	2,6%	453,9	431,0	5,3%
20,7	19,1	8,4%	60,9	58,0	5,0%
19,0	17,8	6,7%	54,9	52,3	5,0%

Fonte: TSO nazionali.

Nel terzo trimestre 2021 l'andamento della domanda di energia elettrica è risultato in forte crescita in Italia, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+3,2%), mentre in Spagna la dinamica ha registrato un lieve rallentamento

(-0,5%). Confrontando i consuntivi dei primi nove mesi dei due anni, si registra un incremento in entrambi i Paesi, rispettivamente del 6,2% e del 3,4%. Tale incremento è dovuto principalmente alla ripresa dell'attività economica dopo

un anno, il 2020, segnato da un grosso rallentamento derivante dai lockdown imposti nei Paesi. La situazione è stata analoga nei Paesi dell'Est Europa dove, nel terzo trimestre 2021, si è registrato un incremento del 7,4% in Russia e del 3,4% in Romania.

In crescita anche le domande in America Latina, con il Brasile e l'Argentina che hanno registrato un livello di domanda elettrica in aumento rispettivamente del 2,6% e del 5,3% in confronto al terzo trimestre 2020. In forte ripresa anche Cile e Colombia, con aumenti rispettivamente dell'8,4% e del 6,7%.

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

	Prezzo medio baseload 3° trimestre 2021 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3° trimestre 2021- 3° trimestre 2020	Prezzo medio peakload 3° trimestre 2021 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3° trimestre 2021- 3° trimestre 2020
Italia	124,5	193,8%	134,6	96,5%
Spagna	118,2	214,4%	122,0	205,6%
Russia	15,7	11,1%	18,2	13,3%

I prezzi dell'energia elettrica hanno mostrato una forte tendenza al rialzo nel terzo trimestre 2021, trainati dalla crescita degli indici di carbone, gas e CO₂. Questa dinamica è stata molto marcata in Italia e Spagna, che hanno registrato

aumenti nell'ordine del 200% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Anche in Russia si sono registrati aumenti di prezzo, sebbene di ordine inferiore (+11,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

DOMANDA DI GAS NATURALE

3° trimestre				Primi nove mesi			
2021	2020	Variazione		2021	2020	Variazione	
13,1	13,5	(0,4)	-3,0%	52,5	49,2	3,3	6,7%
7,3	7,7	(0,4)	-5,2%	23,2	22,6	0,6	2,7%

L'andamento della domanda di gas naturale nel terzo trimestre 2021 ha registrato una diminuzione rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente sia in Italia sia in Spagna, rispettivamente del -3,0% e del -5,2%. In entrambi i Paesi il saldo dei primi nove mesi risulta comunque in ri-

presa, grazie alla forte domanda registrata nella prima parte dell'anno. A penalizzare quest'ultimo trimestre sono stati sicuramente i minori consumi dovuti al forte aumento dei prezzi del gas naturale, uniti a un trimestre di comparazione che era già in ripresa nello scorso anno.

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

3° trimestre				Primi nove mesi			
2021	2020	Variazione		2021	2020	Variazione	
3,0	2,9	0,1	3,4%	22,3	20,3	2,0	9,9%
3,3	3,2	0,1	3,1%	10,5	9,7	0,8	8,2%
6,6	7,2	(0,6)	-8,3%	18,5	18,1	0,4	2,2%
0,2	0,2	-	-	1,2	1,1	0,1	9,1%
13,1	13,5	(0,4)	-3,0%	52,5	49,2	3,3	6,7%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel terzo trimestre 2021 si attesta a 13,1 miliardi di metri cubi, in lieve riduzione rispetto allo stesso periodo del 2020. Si è registrata una leggera decrescita nel settore termoelettrico (-8,3%), in cui gli alti prezzi del gas hanno generato fenomeni di sostituzione

con le tecnologie a carbone, generando così una minore domanda rispetto all'anno precedente. Il bilancio dei primi nove mesi risulta comunque in crescita rispetto al 2020 (+6,7%), sostenuto principalmente dalla domanda per riscaldamento registrata nei mesi invernali.

FATTI DI RILIEVO DEL TERZO TRIMESTRE 2021

Procedimento penale e-distribuzione

Il 1° luglio 2021 e-distribuzione SpA ha avuto notizia di un procedimento a carico di alcuni suoi dipendenti e manager, e della stessa e-distribuzione SpA ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi la notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente di una ditta appaltatrice. Il procedimento è in una fase del tutto iniziale e l'individuazione degli indagati è provvisoria e risponde, nella fase delle indagini, all'esigenza di consentire la partecipazione all'accertamento tecnico non ripetibile disposto dal Pubblico Ministero.

Si sono svolti gli accertamenti tecnici non ripetibili disposti dal Pubblico Ministero (ex art. 360 c.p.p.) alla presenza del consulente tecnico da quest'ultimo nominato, del consulente di parte di e-distribuzione e di alcuni avvocati difensori delle parti coinvolte. Successivamente, in data 8 luglio 2021, è stato disposto il dissequestro degli impianti, oggetto di accertamento peritale, che, dal 29 giugno 2021, erano stati soggetti a vincolo probatorio. Si è ancora in attesa del deposito della relazione da parte del consulente tecnico del Pubblico Ministero, a valle dell'ottenimento di un ulteriore termine di 30 giorni disposto dal Pubblico Ministero con scadenza la prima settimana di novembre 2021.

Funac e beneficio fiscale ICMS

In merito alla legge n. 20468, promulgata il 26 aprile 2019, con la quale lo Stato di Goiás ha revocato integralmente il sistema di beneficio fiscale creato in forza della legge n. 19473 del 3 novembre 2016, 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), all'udienza del 20 luglio 2021 il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato l'appello che Celg-D aveva presentato il 26 settembre 2019 dinanzi al medesimo tribunale avverso la decisione che

aveva rigettato, in data 16 settembre 2019, la domanda cautelare che Celg-D aveva presentato il 5 maggio 2019. Inoltre, in relazione alla domanda (writ of mandamus) presentata da Celg-D, il 25 febbraio 2019, dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás, avente a oggetto l'impugnazione della legge n. 20416, promulgata il 5 febbraio 2019, con la quale lo Stato di Goiás ha ridotto, dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012, sia il periodo di operatività del fondo Funac (creato per la legge n. 17555 del 20 gennaio 2012), sia il sistema di beneficio fiscale, successivamente revocato integralmente dalla legge n. 20468, il 14 luglio 2021 il Tribunale dello Stato di Goiás ha sollevato una questione di legittimità costituzionale dinanzi a una sezione specializzata dello stesso Tribunale. Si rileva, altresì, che l'associazione brasiliana delle società di distribuzione di energia elettrica (ABRADEE) aveva presentato dinanzi alla Corte Costituzionale brasiliana un'azione di costituzionalità relativamente a entrambe le leggi sopra citate che è stata respinta il 3 giugno 2020 per carenza di requisiti formali. Il 24 giugno 2020 ABRADEE ha presentato ricorso 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. Il ricorso presentato da ABRADEE il 15 ottobre 2020 è stato respinto l'8 marzo 2021 dalla Corte Suprema del Brasile e la decisione è passata in giudicato il 5 aprile 2021.

Concessioni idroelectriche

Con riguardo al fenomeno concernente la disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione, da ultimo modificata dal cosiddetto "D.L. Semplificazioni" (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12), che ha introdotto una serie di novità in tema di affidamento di tali concessioni alla loro scadenza e di valorizzazione dei beni e delle opere a esse collegate e da trasferire al nuovo concessionario, nonché di modifiche in materia di canoni concessori, prevedendo una quota fissa e una quota variabile del canone, oltre all'obbligo di fornire energia gratuita a favore di enti pubblici (220 kWh di energia per ogni kW di potenza nominale media di concessione), si segnala che, oltre a Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna Friuli-Venezia Giulia e Provincia di Trento, anche la Calabria e la Basilicata hanno adottato una legge regionale di attuazione della disciplina. Attualmente sono pendenti i giudizi di annullamento, avviati da Enel Green Power Italia ed Enel Produzione, avverso gli atti attuativi delle singole leggi regionali e i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e della monetizzazione della fornitura di energia gratuita dinanzi alle autorità giudiziarie competenti (TAR e Tribunale Regionale delle Acque), e i giudizi di impugnazione

dinanzi alla Corte Costituzionale introdotti dal Governo, nel corso dei quali Enel Green Power Italia ed Enel Produzione sono intervenuti, nei confronti delle leggi regionali attuative emanate, per violazione di diversi principi costituzionali.

Enel colloca un “Sustainability-Linked Bond” multitranche per 4 miliardi di dollari statunitensi sui mercati USA e internazionali, accelerando ulteriormente il raggiungimento dei suoi obiettivi di finanza sostenibile

In data 8 luglio 2021 Enel Finance International NV (EFI) ha collocato un “Sustainability-Linked Bond” multitranche da 4 miliardi di dollari statunitensi, legato al raggiungimento dell’obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all’Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite (“Climate Action”) e in linea con il “Sustainability Linked Financing Framework” del Gruppo. L’emissione è stata finalizzata al riacquisto, avvenuto in data 20 luglio 2021, di quattro obbligazioni convenzionali di EFI aventi un ammontare nominale complessivo di 6 miliardi di dollari statunitensi. L’operazione rientra nell’ambito della strategia del Gruppo Enel per accelerare ulteriormente il raggiungimento degli obiettivi legati al rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l’indebitamento lordo totale del Gruppo stesso.

Acquisto di azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2021 e conclusione del Programma di buyback

A seguito di quanto comunicato nel mese di giugno circa l’avvio di un programma di acquisto di azioni proprie (il Programma) a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2021, Enel SpA ha acquistato sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA (MTA), nel periodo compreso tra il 5 e il 9 luglio 2021, n. 325.052 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,8970 euro per azione, per un controvalore complessivo di 2.566.936,997 euro. Successivamente, nel periodo compreso tra il 12 e il 16 luglio 2021, sono state acquistate n. 133.607 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,9902 euro per azione, per un controvalore complessivo di 1.067.550,823 euro.

Infine, nel periodo compreso tra il 19 e il 21 luglio 2021 sono state acquistate n. 462.387 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 7,6787 euro per azione, per un controvalore complessivo di 3.550.513,263 euro.

Per effetto di tutte le operazioni di acquisto di azioni proprie deve intendersi concluso il Programma, avviato in data 18 giugno 2021, nell’ambito del quale sono state acquistate complessive n. 1.620.000 azioni Enel (pari allo 0,015934% del capitale sociale), al prezzo medio ponderato per il volume di 7,8737 euro per azione e per un controvalore complessivo di 12.755.458,734 euro.

Considerando le azioni proprie già in portafoglio, Enel detiene complessivamente al 30 settembre 2021 n. 4.889.152 azioni proprie, pari allo 0,048090% del capitale sociale.

Enel firma con ERG un accordo per l'acquisizione di 527 MW di impianti idroelettrici

In data 2 agosto 2021 la controllata Enel Produzione SpA ha sottoscritto l'accordo per l'acquisizione, da finalizzarsi nel 2022, dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl (società interamente controllata da ERG SpA) che detiene un portafoglio di impianti idroelettrici per 527 MW di capacità installata, a fronte di un corrispettivo di 1.039 milioni di euro, per un enterprise value di 1.000 milioni di euro.

Enel cede il 50% del capitale di OpEn Fiber per 2.650 milioni di euro

Facendo seguito a quanto annunciato con i comunicati stampa del 17 dicembre 2020 e del 30 aprile 2021 si segnala che sono stati conclusi, in data 5 agosto 2021, i contratti per la cessione dell'intera partecipazione, pari 50% del capitale, di OpEn Fiber, di cui il 40% a Macquarie Asset Management e il 10% a CDP Equity SpA (CDPE). Il closing dell'operazione è previsto nell'ultimo trimestre 2021.

In particolare, il contratto relativo alla cessione a Macquarie Asset Management del 40% del capitale di OpEn Fiber prevede un corrispettivo di 2.120 milioni di euro, inclusivo del trasferimento dell'80% della porzione Enel dello "shareholders' loan" concesso a OpEn Fiber, comprensivo degli interessi maturati. Il contratto relativo alla cessione a CDPE del 10% del capitale di OpEn Fiber prevede a sua volta un corrispettivo di 530 milioni di euro, inclusivo del trasferimento a CDPE del 20% della porzione Enel dello "shareholders' loan" concesso a OpEn Fiber, comprensivo degli interessi maturati.

I contratti sopra indicati prevedono inoltre il riconoscimento in favore di Enel degli "earn-out", legati a eventi futuri e incerti, descritti nei comunicati stampa del 17 dicembre 2020 e del 30 aprile 2021 nonché nella Relazione finanziaria semestrale 2021.

Enel colloca un "Sustainability-Linked Bond" da 3,5 miliardi di euro in tre tranche sul mercato Eurobond, lanciando contemporaneamente una Tender Offer su obbligazioni convenzionali denominate in dollari USA

In data 21 settembre 2021 Enel Finance International NV (EFI) ha collocato sul mercato Eurobond un "Sustainability-Linked Bond" da 3,5 miliardi di euro in tre tranche, legato al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel relativo alla riduzione di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Climate Action") e in linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Contestualmente, EFI ha lanciato un'offerta pubblica volontaria non vincolante per il riacquisto parziale di tre serie di obbligazioni convenzionali in circolazione che si è conclusa lo scorso 4 ottobre 2021, per un importo complessivo di circa 1,47 miliardi di dollari statunitensi, accelerando così il raggiungimento degli obiettivi di Gruppo legati al rapporto tra le fonti di finanziamento sostenibile e l'indebitamento lordo totale del Gruppo stesso.

Enel presenta Gridspertise, la società dedicata alla trasformazione digitale delle reti elettriche

In data 23 settembre 2021 è stata presentata Gridspertise, società interamente controllata da Enel attraverso la sua controllata Enel Global Infrastructure and Networks. La società farà leva sulle competenze di Enel nel collaudare, valutare e implementare su larga scala le migliori tecnologie per la gestione di reti elettriche intelligenti in tutto il mondo,

al fine di fornire soluzioni collaudate ai gestori dei sistemi di distribuzione (DSO).

Pandemia da COVID-19

I primi nove mesi del 2021 sono stati sostanzialmente contraddistinti, come l'esercizio 2020, dal diffondersi della pandemia da COVID-19 con periodi a più elevata contagiosità e mortalità in cui si sono rese necessarie misure drastiche di isolamento sociale (lockdown) e chiusura totale o parziale di tutte le attività economiche, sociali e sportive.

A differenza del 2020, in tutto il mondo sono partite campagne di vaccinazione, organizzate e gestite dai Governi, con piani vaccinali specifici per ciascun Paese, in cui sono state definite fasi, gruppi di priorità e tempistiche. La situazione risulta molto diversa da Paese a Paese, a seconda del

quadro pandemico, dei programmi di vaccinazione messi in atto e, soprattutto, della disponibilità dei vaccini.

Enel è fortemente impegnata nell'assistere e supportare i dipendenti nella partecipazione alle campagne di vaccinazione. Nel corso del mese di aprile, in Italia, è stato firmato il protocollo tra Governo, imprese e sindacati che apre la possibilità alle aziende di vaccinare i propri dipendenti nei luoghi di lavoro su base volontaria, con l'obiettivo di potenziare la campagna di vaccinazione nazionale.

Il Gruppo Enel, già prima dell'emissione del protocollo, ha dato disponibilità a farsi parte attiva per supportare la campagna di vaccinazione nazionale e ha messo a disposizione una serie di sedi sul territorio nazionale in cui ha allestito veri e propri punti di vaccinazione seguendo le indicazioni stabilite dalle autorità e in linea con il Piano nazionale di vaccinazione anti-COVID.



RISULTATI DEL GRUPPO

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

Dati operativi

		Primi nove mesi		
SDG		2021	2020	Variazione
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	164,2	152,4	11,8
	di cui:			
7	- rinnovabile (TWh)	80,9	77,6	3,3
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	86,5	84,0 ⁽¹⁾	2,5
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	47,5	45,0 ⁽¹⁾	2,5
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	54,9%	53,6% ⁽¹⁾	1,3
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	2,60	1,52	1,08
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽²⁾	381,5	360,3	21,2
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽³⁾	44.843.287	44.363.498	479.789
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km) ⁽²⁾	2.246.316	2.232.039 ⁽¹⁾	14.277
	Utenti finali (n.)	74.980.778	74.294.733	686.045
	Energia venduta da Enel (TWh)	232,6	222,0	10,6
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³) ⁽²⁾	6,8	6,8	-
	Clienti retail (n.)	69.019.595	69.894.578	(874.983)
	- di cui mercato libero ⁽²⁾	24.413.333	23.224.726	1.188.607
11	Demand response (MW)	7689	5.945	1.744
11	Punti di ricarica (n.) ⁽²⁾	137.955	93.919	44.036
11	Storage (MW)	195	123 ⁽¹⁾	72

(1) Al 31 dicembre 2020.

(2) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione.

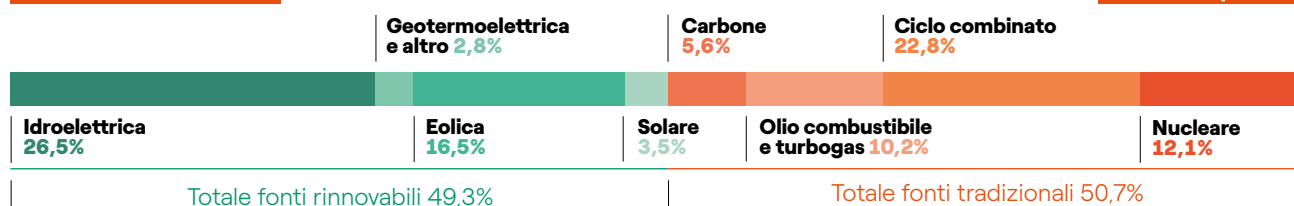
(3) Il dato del 2020 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati al nuovo criterio di calcolo che esclude i contatori elettronici con contratto attivo non telegestiti.

L'**energia netta prodotta da Enel** nei primi nove mesi del 2021 registra un incremento di 11,8 TWh (+7,7%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2020, da attribuire principalmente a una maggiore produzione da fonte eo-

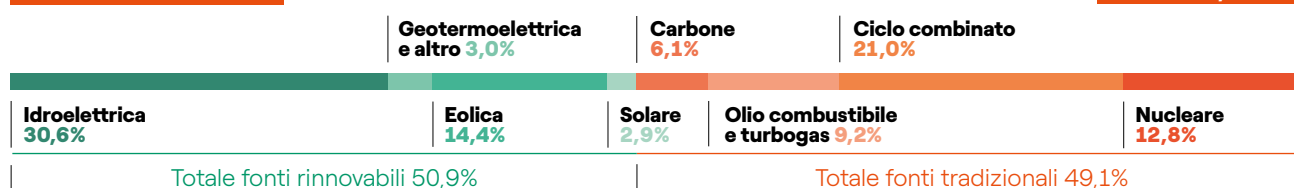
lica (+5,2 TWh) prevalentemente in Brasile e Nord America e a un maggior apporto degli impianti a ciclo combinato (+5,5 TWh) soprattutto in Italia e in America Latina.

ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (%)

PRIMI NOVE MESI 2021

Totale 164,2 TWh


PRIMI NOVE MESI 2020

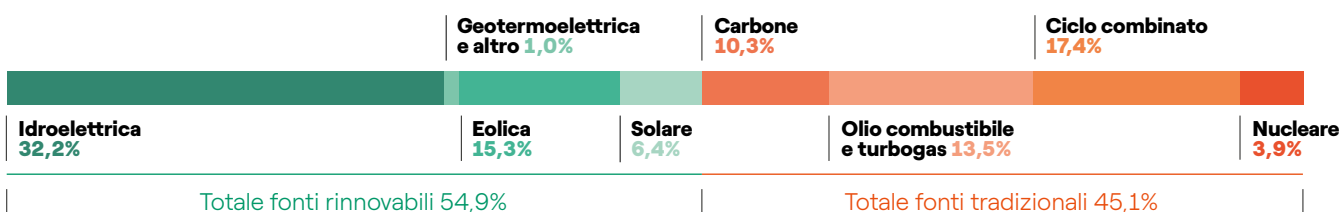
Totale 152,4 TWh


La **potenza efficiente netta installata totale di Enel** è in aumento di 2,5 GW nei primi nove mesi del 2021, principalmente per l'installazione di nuova capacità solare in America Latina (0,9 GW) e negli Stati Uniti (0,5 GW) ed eolica in

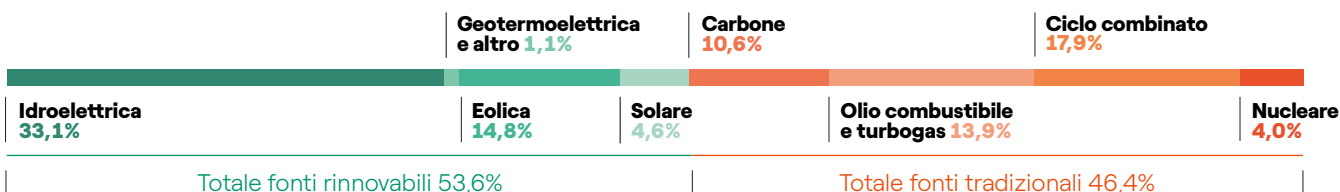
Brasile (0,5 GW) e Sudafrica (0,3 GW), nonché per effetto del consolidamento integrale di alcune società in Australia prima valutate con il metodo del patrimonio netto (0,3 GW).

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA PER FONTE (%)

AL 30.09.2021

Totale 86,5 GW


AL 31.12.2020

Totale 84,0 GW


L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nei primi nove mesi del 2021 è pari a 381,5 TWh, in aumento di 21,2 TWh (+5,9%) rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2020, prevalentemente in Italia (+10,1 TWh), in Spagna (+5,5 TWh) e in Brasile (+2,9 TWh).

Il numero degli **utenti finali di Enel con smart meter attivi** registra un incremento di 479.789 nei primi nove mesi

del 2021 principalmente in Romania (+235.427) e in Spagna (+118.085).

L'**energia venduta da Enel** nei primi nove mesi del 2021 è pari a 232,6 TWh e registra un incremento di 10,6 TWh (+4,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Si rilevano maggiori quantità vendute prevalentemente in Italia (+2,8 TWh), Brasile (+4,5 TWh) e Cile (+2,2 TWh).

I **punti di ricarica di Enel** nei primi nove mesi del 2021 sono in crescita rispetto al 2020 di 44.036 unità.

I punti di ricarica realizzati a privati registrano un incremento di 39.762 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti di ricarica pubblici sono incrementati di 4.274 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2021 è pari a

66.021 dipendenti, di cui 36.153 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2021 si decrementa di 696 unità. Tale variazione è riferibile al saldo tra assunzioni e cessazioni (-719 unità) e alle variazioni di perimetro (+23 unità), principalmente dovute alla cessione della società Enel Green Power Bulgaria e all'acquisizione della società CityPoste Payment SpA in Italia.

N.			Percentuale sul totale	
	al 30.09.2021	al 31.12.2020	al 30.09.2021	al 31.12.2020
Generazione Termoelettrica e Trading	7.960	8.142	12,1%	12,2%
Enel Green Power	8.910	8.298	13,5%	12,4%
Infrastrutture e Reti	33.066	34.332	50,1%	51,5%
Mercati finali	6.171	6.324	9,3%	9,5%
Enel X	3.266	2.989	4,9%	4,5%
Servizi	5.705	5.731	8,6%	8,6%
Altro	943	901	1,4%	1,4%
Totale	66.021	66.717	100,0%	100,0%

Risultati economici del Gruppo

Millioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Ricavi ⁽¹⁾	57.914	49.465	8.449	17,1%
Costi ⁽¹⁾	47.725	36.090	11.635	32,2%
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity ⁽¹⁾	1.089	(670)	1.759	-
Margine operativo lordo	11.278	12.705	(1.427)	-11,2%
Ammortamenti e impairment	5.024	5.730	(706)	-12,3%
Risultato operativo	6.254	6.975	(721)	-10,3%
Proventi finanziari	4.208	3.239	969	29,9%
Oneri finanziari	5.960	4.964	996	20,1%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.752)	(1.725)	(27)	-1,6%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	428	5	423	-
Risultato prima delle imposte	4.930	5.255	(325)	-6,2%
Imposte	1.662	1.576	86	5,5%
Risultato delle continuing operations	3.268	3.679	(411)	-11,2%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	3.268	3.679	(411)	-11,2%
Quota di interessenza del Gruppo	2.505	2.921	(416)	-14,2%
Quota di interessenza di terzi	763	758	5	0,7%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Vendite energia elettrica	29.945	25.352	4.593	18,1%
Trasporto energia elettrica	8.088	7.932	156	2,0%
Corrispettivi da gestori di rete	663	681	(18)	-2,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	886	1.018	(132)	-13,0%
Vendite gas	1.917	1.889	28	1,5%
Trasporto gas	405	424	(19)	-4,5%
Vendite di combustibili	1.056	399	657	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	568	556	12	2,2%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	699	563	136	24,2%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo ⁽¹⁾	10.942	8.079	2.863	35,4%
Altri proventi	2.745	2.572	173	6,7%
Totale ⁽¹⁾	57.914	49.465	8.449	17,1%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Nei primi nove mesi del 2021 i **ricavi** registrano un incremento di 8.449 milioni di euro per effetto delle maggiori vendite di energia elettrica soprattutto delle società delle Linee di Business Mercati finali ed Enel Green Power per l'entrata in funzione di nuovi impianti in Brasile e in Nord America e di generazione idroelettrica in Italia. Tali effetti sono stati ulteriormente amplificati dalle maggiori vendi-

te realizzate nei primi nove mesi del 2021, relativamente ai contratti di vendita di commodity con consegna fisica e alla generazione termoelettrica per le maggiori quantità prodotte soprattutto in Spagna e America Latina a causa della scarsa idraulicità, e dai maggiori ricavi registrati dalle società di distribuzione in Brasile.

Costi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica ⁽¹⁾	15.833	11.238	4.595	40,9%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.639	1.998	641	32,1%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali ⁽¹⁾	11.452	7.006	4.446	63,5%
Materiali ⁽¹⁾	1.401	1.355	46	3,4%
Costo del personale	4.128	3.101	1.027	33,1%
Servizi e godimento beni di terzi	12.213	11.237	976	8,7%
Altri costi operativi	2.017	1.661	356	21,4%
Costi capitalizzati	(1.958)	(1.506)	(452)	-30,0%
Totale ⁽¹⁾	47.725	36.090	11.635	32,2%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity

I **proventi netti da gestione commodity** connessi alle attività di trading nel corso dei primi nove mesi del 2021 rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente registrano un

incremento di 1.759 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato e della riclassifica commentata nella nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021 relativa ai contratti outstanding di acquisto e vendita di commodity con consegna fisica.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.128	1.341	(213)	-15,9%
Enel Green Power	3.001	3.376	(375)	-11,1%
Infrastrutture e Reti	4.942	5.714	(772)	-13,5%
Mercati finali	2.270	2.287	(17)	-0,7%
Enel X	183	68	115	-
Servizi	(56)	40	(96)	-
Altro, elisioni e rettifiche	(190)	(121)	(69)	-57,0%
Totale	11.278	12.705	(1.427)	-11,2%

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

- > all'incremento dei costi del personale (1.027 milioni di euro) soprattutto per effetto dei maggiori accantonamenti ai piani di ristrutturazione e digitalizzazione (595 milioni di euro) rilevati prevalentemente in Italia e America Latina e per il rilascio, effettuato nei primi nove mesi del 2020 in Spagna, dei fondi relativi allo sconto energia (515 milioni di euro);
- > agli accantonamenti effettuati in Italia per oneri di riconversione di taluni siti produttivi nell'ambito della transizione energetica intrapresa dal Gruppo (374 milioni di euro);

> ai maggiori costi di approvvigionamento delle commodity.

Tali effetti sono stati in parte compensati dalla rilevazione di un indennizzo riconosciuto a Endesa (pari a 188 milioni di euro) in relazione ai diritti di emissione di CO₂ gratuitamente assegnati dal "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA).

Per l'analisi della variazione per Linea di Business si rimanda all'informativa di settore riportata nel paragrafo "Risultati economici per Linea di Business" e seguenti.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi 2021							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Margine operativo lordo	1.128	3.001	4.942	2.270	183	(56)	(190)	11.278
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	575	40	390	92	12	148	57	1.314
Costi da COVID-19	6	5	23	1	-	4	-	39
Margine operativo lordo ordinario	1.709	3.046	5.355	2.363	195	96	(133)	12.631

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	
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
Piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione	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

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	435	(34)	469	-
Enel Green Power	1.858	2.408	(550)	-22,8%
Infrastrutture e Reti	2.979	3.495	(516)	-14,8%
Mercati finali	1.360	1.364	(4)	-0,3%
Enel X	30	(38)	68	-
Servizi	(193)	(78)	(115)	-
Altro, elisioni e rettifiche	(215)	(142)	(73)	-51,4%
Totale	6.254	6.975	(721)	-10,3%

La variazione negativa del risultato operativo è ascrivibile alla già commentata riduzione del margine operativo lordo, in parte compensata dai minori impairment rilevati nei primi nove mesi del 2021 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

In particolare, il risultato operativo dei primi nove mesi del 2020 ha risentito delle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali rispetto al 2021 connesse alla situazione

COVID-19, prevalentemente in Italia, e dell'adeguamento di valore dell'impianto di Bocamina II in Cile per 737 milioni di euro in seguito alla sua dismissione anticipata.

Inoltre, nel corso dei primi nove mesi del 2021 è stato rilevato un adeguamento di valore (per complessivi 165 milioni di euro) delle attività associate all'impianto in concessione di PH Chucas in Costa Rica.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi 2021							
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Risultato operativo	435	1.858	2.979	1.360	30	(193)	(215)	6.254
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	586	40	390	92	12	148	57	1.325
Adeguamenti di valore	-	165	12	-	-	-	-	177
Costi da COVID-19	6	5	23	1	-	4	-	39
Risultato operativo ordinario	1.027	2.068	3.404	1.453	42	(41)	(158)	7.795

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
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
Piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione	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

Risultato netto del Gruppo

Il risultato netto del Gruppo dei primi nove mesi del 2021 ammonta a 2.505 milioni di euro, con un decremento di 416 milioni di euro rispetto a 2.921 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-14,2%).

Tale riduzione è principalmente riconducibile al commentato decremento del risultato operativo, cui si aggiungono gli oneri legati all'estinzione anticipata di taluni finanziamenti sostituiti da nuove emissioni obbligazionarie a tassi

di interesse più vantaggiosi e la maggior incidenza delle imposte soprattutto per gli effetti delle riforme fiscali in Argentina e Colombia e dell'ispezione fiscale in Enel Iberia. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding e dalla riduzione degli interessi passivi sul debito che hanno beneficiato dell'effetto delle operazioni di rifinanziamento a tassi di interesse più vantaggiosi effettuate nel corso del 2020 e del 2021.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2021	2020
Risultato netto del Gruppo	2.505	2.921
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	922	527
Adegamenti di valore	133	39
Costi da COVID-19	26	66
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	(297)	40
Risultato netto del Gruppo ordinario	3.289	3.593

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** dei primi nove mesi del 2021 ammonta a 3.289 milioni di euro (3.593 milioni di

euro nei primi nove mesi del 2020), con una diminuzione di 304 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2020.

ANALISI 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 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	100.912	96.489	4.423	4,6%
- avviamento	13.837	13.779	58	0,4%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	790	861	(71)	-8,2%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(6.196)	(6.807)	611	9,0%
Totale attività immobilizzate nette	109.343	104.322	5.021	4,8%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	14.573	12.046	2.527	21,0%
- rimanenze	3.534	2.401	1.133	47,2%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(2.527)	(2.755)	228	8,3%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.236)	(6.977)	2.741	39,3%
- debiti commerciali	(12.917)	(12.859)	(58)	-0,5%
Totale capitale circolante netto	(1.573)	(8.144)	6.571	80,7%
Capitale investito lordo	107.770	96.178	11.592	12,1%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.472)	(2.964)	492	16,6%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(7.548)	(6.050)	(1.498)	-24,8%
Totale fondi diversi	(10.020)	(9.014)	(1.006)	-11,2%
Attività nette possedute per la vendita	719	608	111	18,3%
Capitale investito netto	98.469	87.772	10.697	12,2%
Patrimonio netto complessivo	44.080	42.357	1.723	4,1%
Indebitamento finanziario netto	54.389	45.415	8.974	19,8%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2021 è pari a 98.469 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 44.080 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 54.389 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2021 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,23 (1,07 al 31 dicembre 2020).

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto**, pari a 8.974 milioni di euro (+19,8%), è riferibile (i) al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (7.988 milioni di euro ⁽³⁾), (ii) al pagamento di dividendi per complessivi 4.772 milioni di euro ⁽⁴⁾, (iii) alle operazioni straordinarie su non controlling interest (1.304 milioni di euro) soprattutto per

l'acquisto di quote partecipative addizionali in Enel Americas per effetto dell'OPA conclusasi ad aprile 2021, (iv) allo sfavorevole andamento dei cambi per 1.557 milioni di euro, (v) all'incremento del debito per operazioni di leasing (447 milioni di euro), (vi) al cash out e consolidamento del debito legato a operazioni di business combination in Australia, Spagna e Italia per complessivi 277 milioni di euro.

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa (5.067 milioni di euro) e dall'emissione di nuovi strumenti ibridi (2.214 milioni di euro) hanno parzialmente compensato il fabbisogno finanziario connesso alle fattispecie sopra evidenziate.

(3) Include 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Inclusi 26 milioni di euro di coupon pagati ai possessori di obbligazioni ibride perpetue.

Si segnala, in particolare, che l'incremento delle attività materiali e immateriali è legato agli investimenti del periodo al netto della svalutazione dell'impianto di PH Chucas e degli ammortamenti del periodo.

L'incremento dei fondi rischi e oneri è legato, soprattutto, agli accantonamenti effettuati in Italia per gli oneri di riconversione di taluni impianti tecnici (374 milioni di euro) e per l'accordo relativo al pensionamento anticipato di personale dirigente in Italia.

Infine, il **patrimonio netto complessivo** si incrementa in

particolar modo per effetto degli strumenti ibridi emessi nel corso dei primi nove mesi del 2021.

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	9.911	8.663	1.248	14,4%
- obbligazioni	41.137	38.357	2.780	7,2%
- debiti verso altri finanziatori	2.651	2.499	152	6,1%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>53.699</i>	<i>49.519</i>	<i>4.180</i>	<i>8,4%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.833)	(2.745)	(88)	-3,2%
Indebitamento netto a lungo termine	50.866	46.774	4.092	8,7%
Indebitamento a breve termine				-
Finanziamenti bancari:				-
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.236	1.369	(133)	-9,7%
- altri finanziamenti a breve verso banche	715	711	4	0,6%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.951</i>	<i>2.080</i>	<i>(129)</i>	<i>-6,2%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.605	1.412	1.193	84,5%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	326	387	(61)	-15,8%
Commercial paper	7.520	4.854	2.666	54,9%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.286	370	916	-
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	270	415	(145)	-34,9%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>12.007</i>	<i>7.438</i>	<i>4.569</i>	<i>61,4%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.554)	(1.428)	(126)	-8,8%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.481)	(3.223)	742	23,0%
Altri crediti finanziari a breve termine	(378)	(253)	(125)	-49,4%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.022)	(5.973)	(49)	-0,8%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(10.435)</i>	<i>(10.877)</i>	<i>442</i>	<i>4,1%</i>
Indebitamento netto a breve termine	3.523	(1.359)	4.882	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	54.389	45.415	8.974	19,8%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	736	646	90	13,9%

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

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 54.389 milioni di euro al 30 settembre 2021, registra un incremento di 8.974 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020.

Al 30 settembre 2021 l'**indebitamento finanziario lordo**, in aumento di 8.620 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, è pari a 67.657 milioni di euro.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO LORDO

Milioni di euro	al 30.09.2021			al 31.12.2020		
	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	57.866	9.791	67.657	52.687	6.350	59.037
di cui:						
<i>Finanziamenti sostenibili</i>	26.486	6.629	33.115	15.748	3.901	19.649
Finanziamenti sostenibili/Totale indebitamento lordo (%)			49%			33%

In particolare, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 57.866 milioni di euro, di cui 26.486 milioni di euro relativi a finanziamenti legati a obiettivi di sostenibilità, e risulta costituito da:

- > obbligazioni per 43.742 milioni di euro, di cui 17.890 milioni di euro riferibili a prestiti obbligazionari sostenibili. Le obbligazioni presentano un incremento di 3.973 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2020, dovuto principalmente alle seguenti operazioni poste in essere da Enel Finance International nel corso del 2021:
 - emissione di un "sustainability-linked bond" multitranché per un valore totale di 3.250 milioni di euro e riacquisto di quattro obbligazioni per un valore complessivo di 1.069 milioni di euro avvenuti nel mese di giugno;
 - emissione di un "sustainability-linked bond" multitranché per un valore totale di 4.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 3.455 milioni di euro al 30 settembre 2021) e riacquisto di quattro obbligazioni per un valore complessivo di 6.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 5.183 milioni di euro al 30 settembre 2021) avvenuti nel mese di luglio;
 - emissione di un "sustainability-linked bond" multitranché per un valore totale di 3.500 milioni di euro avvenuta nel mese di settembre;
- > finanziamenti bancari per 11.147 milioni di euro, di cui 8.596 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili; tali finanziamenti aumentano complessivamente di 1.115 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 per effetto principalmente dell'utilizzo di nuovi finanziamenti, solo parzialmente compensato dai rimborsi effettuati nel periodo. Tra i nuovi finanziamenti bancari si segnalano:
 - 200 milioni di euro relativi all'utilizzo di un finanziamento legato a obiettivi di sostenibilità a tasso variabile concesso a Enel SpA;
 - 150 milioni di euro relativo a un finanziamento sustainability-linked concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti a e-distribuzione;
 - 225 milioni di euro relativi a finanziamenti concessi a Endesa e legati al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità;
 - un controvalore di 44 milioni di euro relativo a un finan-

ziamento a tasso variabile legato al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità e concesso a Enel Chile;

- > debiti verso altri finanziatori per 2.977 milioni di euro, che rimangono sostanzialmente invariati rispetto al 31 dicembre 2020.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia un aumento di 3.441 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, è pari a 9.791 milioni di euro ed è formato principalmente da commercial paper per 7.520 milioni di euro, di cui 6.629 milioni di euro legati a obiettivi di sostenibilità, cash collateral su derivati per 1.286 milioni di euro e altri finanziamenti a breve verso banche per 715 milioni di euro.

Si sottolinea che nel corso del 2021 Enel Finance America ha aggiornato il suo Programma di emissione di commercial paper collegandolo a obiettivi di sostenibilità e aumentando l'importo da 3 miliardi di dollari statunitensi a 5 miliardi di dollari statunitensi.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine, pari complessivamente a 13.268 milioni di euro, diminuiscono di 354 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 per effetto principalmente del decremento dei cash collateral versati pari a 742 milioni di euro, solo parzialmente compensato dall'incremento di altri crediti finanziari e delle disponibilità presso banche e titoli a breve.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2021 è positivo per 5.067 milioni di euro, in diminuzione di 1.493 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione riflette prevalentemente l'andamento del margine operativo lordo.

Il **cash flow da attività di investimento** dei primi nove mesi del 2021 ha assorbito liquidità per 8.229 milioni di euro, rispetto ai 6.482 milioni di euro dei primi nove mesi del 2020. In particolare, gli investimenti in attività materiali, immate-

riali e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 7.988 milioni di euro, sono in aumento rispetto al 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 277 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisizione di talune attività nell'ambito delle rinnovabili in Spagna per cash out pari a 76 milioni di euro, al consolidamento integrale del debito finanziario netto di alcune società australiane valutate con il metodo del patrimonio netto fino a dicembre 2020 e ad altre acquisizioni minori in Italia.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 3.209 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2020 ne aveva assorbita per 2.972 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2021 è sostanzialmente relativo:

- > al pagamento dei dividendi per 4.746 milioni di euro e dei coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride per 26 milioni di euro;
- > al fabbisogno generato da operazioni su non controlling

interest per un importo pari a 1.304 milioni di euro e relative principalmente all'incremento della quota di interesse in Enel Américas a seguito dell'OPA lanciata in data 15 marzo 2021;

- > all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 7.084 milioni di euro;
- > alla liquidità generata per 2.214 milioni di euro a seguito dell'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido perpetuo, al netto degli oneri di transazione.

Nei primi nove mesi del 2021 il cash flow legato all'attività di investimento pari a 8.229 milioni di euro ha interamente assorbito il cash flow generato dall'attività operativa pari a 5.067 milioni di euro e per la differenza si è fatto ricorso ad attività di finanziamento per complessivi 3.209 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella variazione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2021 risultano pari a 6.039 milioni di euro a fronte di 6.002 milioni di euro a fine 2020. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 10 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	418	376	42	11,2%
Enel Green Power	3.287 ⁽¹⁾	2.964	323	10,9%
Infrastrutture e Reti	3.433	2.691	742	27,6%
Mercati finali	431	304	127	41,8%
Enel X	230	159	71	44,7%
Servizi	71	47	24	51,1%
Altro, elisioni e rettifiche	31	22	9	40,9%
Totale	7.901	6.563	1.338	20,4%

(1) Il dato non include 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" nei primi nove mesi del 2021.

Gli **investimenti** ammontano a 7.901 milioni di euro nei primi nove mesi del 2021, in aumento di 1.338 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Tale andamento risulta in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ ed è guidato da finalità di efficienza energetica e di transizione energetica, obiettivi strategici del Gruppo.

Il principale incremento si registra nelle reti per mantenere un elevato livello qualitativo del servizio di trasporto dell'energia elettrica pur in presenza di eventi climatici esterni sempre più mutevoli e imprevedibili. Nei primi nove mesi del 2021 risultano in aumento gli investimenti in Italia (380 milioni di euro), in Spagna (136 milioni di euro) e in Brasile (181 milioni di euro) principalmente per l'installazione di nuovi

smart meter, per il progetto Grid Blue Sky e per attività di quality remote control.

La crescita degli investimenti nelle rinnovabili è particolarmente concentrata negli Stati Uniti (252 milioni di euro) ma interessa anche l'Italia (93 milioni di euro), la Colombia (80 milioni di euro), il Cile (74 milioni di euro), la Russia (61 milioni di euro), la Spagna (32 milioni di euro) e Panama (22 milioni di euro). Si registra una diminuzione degli investimenti in Sudafrica (274 milioni di euro) e in Messico (92 milioni di euro).

In aumento sono gli investimenti nella Linea di Business dei Mercati finali, soprattutto in Italia (80 milioni di euro), Iberia (42 milioni di euro) e Romania (5 milioni di euro) essenzial-

mente per attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.

L'incremento degli investimenti di Enel X si registra principalmente in Italia per 25 milioni di euro nel business e-Home con l'iniziativa commerciale Vivi Meglio per incremento dei volumi gestiti e nella mobilità per maggiori capitalizzazioni dovute al crescente numero di installazioni di infrastrutture di ricarica rispetto al 2020, e in Nord America per lo sviluppo di attività di storage.

La crescita degli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading, soprattutto in Italia (60 milioni di euro), è ascrivibile alla riconversione di taluni impianti a carbone in impianti a gas a più basse emissioni di CO₂.



RISULTATI ECONOMICI PER LINEA DI BUSINESS






































La rappresentazione dei risultati economici per Linea di Business 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 Linee di Business, il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- > settore primario: Linea di Business;
- > settore secondario: area geografica.

La Linea di Business, 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 Linea di Business 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, Infra-

strutture 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).

Risultati per Linea di Business del terzo trimestre 2021 e 2020

TERZO TRIMESTRE 2021 ⁽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 verso terzi	6.997	1.794	4.612	8.429	403	7	2	22.244
Ricavi intersettoriali	2.748	611	858	(198)	-	468	(4.487)	-
Totale ricavi	9.745	2.405	5.470	8.231	403	475	(4.485)	22.244
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	564	(49)	-	336	-	4	(1)	854
Margine operativo lordo	261	823	1.805	699	82	(9)	(102)	3.559
Ammortamenti e impairment	222	353	664	323	58	48	8	1.676
Risultato operativo	39	470	1.141	376	24	(57)	(110)	1.883

(1) I dati del terzo trimestre 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

TERZO TRIMESTRE 2020 ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	3.982	1.250	3.835	6.905	294	-	2	16.268
Ricavi intersettoriali	1.657	459	887	177	(1)	465	(3.644)	-
Totale ricavi	5.639	1.709	4.722	7.082	293	465	(3.642)	16.268
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	(351)	8	-	73	-	5	(4)	(269)
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 tengono conto di una più puntuale determinazione.

(2) I dati del terzo trimestre 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Risultati per Linea di Business dei primi nove mesi del 2021 e del 2020

PRIMI NOVE MESI DEL 2021 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.332	4.592	12.366	23.574	1.026	17	7	57.914
Ricavi intersettoriali	6.723	1.754	2.564	38	10	1.335	(12.424)	-
Totale ricavi	23.055	6.346	14.930	23.612	1.036	1.352	(12.417)	57.914
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	708	(69)	-	449	-	3	(2)	1.089
Margine operativo lordo	1.128	3.001	4.942	2.270	183	(56)	(190)	11.278
Ammortamenti e impairment	693	1.143	1.963	910	153	137	25	5.024
Risultato operativo	435	1.858	2.979	1.360	30	(193)	(215)	6.254
Investimenti	418	3.287⁽²⁾	3.433	431	230	71	31	7.901

(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) Il dato non include 87 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita.

PRIMI NOVE MESI DEL 2020 ⁽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 verso terzi	12.180	3.917	11.637	20.980	749	(5)	7	49.465
Ricavi intersettoriali	5.561	1.367	2.633	512	7	1.294	(11.374)	-
Totale ricavi	17.741	5.284	14.270	21.492	756	1.289	(11.367)	49.465
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	(949)	65	-	214	-	1	(1)	(670)
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.

(2) I ricavi tengono conto di una più puntuale determinazione.

(3) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

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 presen-

tato 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		
	2021	2020	Var.	2021	2020	Var.	2021	2020	Var.	2021	2020	Var.
Italia	(50)	292	(342)	886	1.033	(147)	2.383	2.922	(539)	1.639	1.648	(9)
Iberia	957	722	235	285	312	(27)	1.361	1.585	(224)	393	430	(37)
America Latina	220	213	7	1.278	1.432	(154)	1.124	1.109	15	179	147	32
<i>Argentina</i>	71	71	-	18	26	(8)	-	29	(29)	9	(7)	16
<i>Brasile</i>	82	33	49	246	179	67	623	575	48	87	78	9
<i>Cile</i>	(59)	11	(70)	353	574	(221)	96	121	(25)	30	19	11
<i>Colombia</i>	44	8	36	439	444	(5)	285	266	19	37	39	(2)
<i>Perù</i>	83	90	(7)	99	98	1	120	118	2	16	18	(2)
<i>Panama</i>	(1)	-	(1)	93	79	14	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	30	32	(2)	-	-	-	-	-	-
Europa	58	96	(38)	124	128	(4)	98	100	(2)	58	62	(4)
<i>Romania</i>	(1)	-	(1)	53	58	(5)	98	100	(2)	58	62	(4)
<i>Russia</i>	59	95	(36)	2	(3)	5	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	1	(1)	69	73	(4)	-	-	-	-	-	-
Nord America	(35)	12	(47)	410	446	(36)	-	-	-	3	-	3
<i>Stati Uniti e Canada</i>	(34)	8	(42)	358	372	(14)	-	-	-	-	-	-
<i>Messico</i>	(1)	4	(5)	52	74	(22)	-	-	-	3	-	3
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	61	37	24	-	-	-	-	-	-
<i>Sudafrica</i>	-	-	-	50	35	15	-	-	-	-	-	-
<i>India</i>	-	-	-	2	4	(2)	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	9	(2)	11	-	-	-	-	-	-
Altro	(22)	6	(28)	(43)	(12)	(31)	(24)	(2)	(22)	(2)	-	(2)
Totale	1.128	1.341	(213)	3.001	3.376	(375)	4.942	5.714	(772)	2.270	2.287	(17)

Enel X			Servizi			Altro			Totale		
Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi		
2021	2020	Var.	2021	2020	Var.	2021	2020	Var.	2021	2020	Var.
104	6	98	(34)	65	(99)	-	-	-	4.928	5.966	(1.038)
32	34	(2)	17	2	15	-	-	-	3.045	3.085	(40)
46	60	(14)	(56)	(75)	19	-	-	-	2.791	2.886	(95)
3	2	1	(2)	(3)	1	-	-	-	99	118	(19)
(2)	1	(3)	(13)	(23)	10	-	-	-	1.023	843	180
-	6	(6)	(41)	(49)	8	-	-	-	379	682	(303)
30	35	(5)	-	-	-	-	-	-	835	792	43
14	16	(2)	-	-	-	-	-	-	332	340	(8)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	79	13
1	-	1	-	-	-	-	-	-	31	32	(1)
7	3	4	3	2	1	-	-	-	348	391	(43)
6	7	(1)	3	2	1	-	-	-	217	229	(12)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	92	(31)
1	(4)	5	-	-	-	-	-	-	70	70	-
11	(15)	26	(1)	(2)	1	(1)	-	(1)	387	441	(54)
11	(15)	26	(1)	(2)	1	(1)	-	(1)	333	363	(30)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	78	(24)
(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	60	36	24
-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	35	15
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4	(2)
(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	8	(3)	11
(16)	(19)	3	15	48	(33)	(189)	(121)	(68)	(281)	(100)	(181)
183	68	115	(56)	40	(96)	(190)	(121)	(69)	11.278	12.705	(1.427)



GENERAZIONE TERMOELETTRICA E TRADING

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Impianti a carbone	9.253	9.292	(39)	-0,4%
Impianti a olio combustibile e turbogas	16.747	14.099	2.648	18,8%
Impianti a ciclo combinato	37.475	31.947	5.528	17,3%
Impianti nucleari	19.895	19.523	372	1,9%
Totale produzione netta	83.370	74.861	8.509	11,4%
- di cui Italia	15.874	13.003	2.871	22,1%
- di cui Iberia	33.057	32.208	849	2,6%
- di cui America Latina	18.574	16.515	2.059	12,5%
- di cui Europa	15.865	13.135	2.730	20,8%

L'incremento della produzione termoelettrica è attribuibile essenzialmente a un aumento della generazione sia da impianti a ciclo combinato per 5.528 milioni di kWh, sia da impianti a olio combustibile e turbogas per 2.648 milioni di

kWh. La variazione in aumento da tali fonti di generazione è stata registrata in Italia (2.098 milioni di kWh), Russia (2.730 milioni di kWh), America Latina (2.300 milioni di kWh) e Iberia (1.048 milioni di kWh).

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW	Primi nove mesi			
	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Impianti a carbone	8.893	8.903	(10)	-0,1%
Impianti a olio combustibile e turbogas	11.715	11.711	4	-
Impianti a ciclo combinato	15.035	15.009	26	0,2%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	38.971	38.951	20	0,1%
- di cui Italia	12.430	12.414	16	0,1%
- di cui Iberia	13.870	13.871	(1)	-
- di cui America Latina	7.395	7.406	(11)	-0,1%
- di cui Europa	5.276	5.260	16	0,3%

La potenza efficiente netta installata termoelettrica nei primi nove mesi del 2021 si è attestata a 38.971 MW, registran-

do un incremento di 20 MW rispetto a quanto rilevato alla fine dell'esercizio 2020.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni			2021	2020	Variazioni	
9.745	5.639	4.106	72,8%	Ricavi ⁽¹⁾	23.055	17.741	5.314	30,0%
261	340	(79)	-23,2%	Margine operativo lordo	1.128	1.341	(213)	-15,9%
748	604	144	23,8%	Margine operativo lordo ordinario	1.709	1.677	32	1,9%
39	150	(111)	-74,0%	Risultato operativo	435	(34)	469	-
				Investimenti	418	376	42	11,2%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 e quelli del terzo trimestre 2021 e 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

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		
	2021	2020	Variazione
Ricavi			
Ricavi da generazione termoelettrica	7.348	5.426	35,4%
- di cui da generazione a carbone	1.324	1.213	9,2%
Ricavi da generazione nucleare	1.029	1.015	1,4%
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi	12,7%	11,0%	
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi	2,3%	2,5%	
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi	1,8%	2,1%	

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2021

RICAVI

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
6.973	3.884	3.089	79,5%	16.534	12.487	4.047	32,4%
1.856	1.339	517	38,6%	4.535	3.851	684	17,8%
767	289	478	-	1.786	963	823	85,5%
47	32	15	46,9%	119	120	(1)	-0,8%
331	38	293	-	672	106	566	-
292	136	156	-	727	472	255	54,0%
52	45	7	15,6%	134	140	(6)	-4,3%
45	38	7	18,4%	134	125	9	7,2%
31	13	18	-	78	21	57	-
152	129	23	17,8%	393	406	(13)	-3,2%
1	-	1	-	1	-	1	-
151	129	22	17,1%	392	404	(12)	-3,0%
-	-	-	-	-	2	(2)	-
30	31	(1)	-3,2%	79	93	(14)	-15,1%
(64)	(46)	(18)	-39,1%	(350)	(80)	(270)	-
9.745	5.639	4.106	72,8%	23.055	17.741	5.314	30,0%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 e quelli del terzo trimestre 2021 e 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
(342)	112	(454)	-	(50)	292	(342)	-
565	117	448	-	957	722	235	32,5%
45	88	(43)	-48,9%	220	213	7	3,3%
28	21	7	33,3%	71	71	-	-
37	13	24	-	82	33	49	-
(58)	14	(72)	-	(59)	11	(70)	-
22	12	10	83,3%	44	8	36	-
17	28	(11)	-39,3%	83	90	(7)	-7,8%
(13)	2	(15)	-	(35)	12	(47)	-
16	19	(3)	-15,8%	58	96	(38)	-39,6%
-	-	-	-	(1)	-	(1)	-
16	19	(3)	-15,8%	59	95	(36)	-37,9%
-	-	-	-	-	1	(1)	-
(10)	2	(12)	-	(22)	6	(28)	-
261	340	(79)	-23,2%	1.128	1.341	(213)	-15,9%

Il decremento del **margin operativo lordo** dei primi nove mesi del 2021 è riferibile principalmente:

- > alla riduzione del margine in Italia per 342 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile agli accantonamenti effettuati, per complessivi 374 milioni di euro, per gli oneri connessi alla riconversione degli impianti ai fini della transizione energetica;
- > alla riduzione del margine in Cile per 70 milioni di euro

- dovuta prevalentemente alla rilevazione nei primi nove mesi del 2021 di maggiori costi di acquisto di commodity;
- > alla variazione positiva in Iberia per 235 milioni di euro principalmente riconducibile:
 - alla rilevazione dell'indennizzo relativo ai diritti di emissione di CO₂ assegnati dal "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA) per 188 milioni di euro;

- all'incremento dei risultati nelle attività di gestione rischio commodity;
- ai minori costi del personale (-39 milioni di euro) dovuti alla rilevazione nei primi nove mesi del 2020 di accantonamenti (204 milioni di euro) ai piani di ristrutturazione, parzialmente compensati, nello stesso periodo, dal rilascio del fondo per lo sconto energia.

Il **marginale operativo lordo ordinario** si incrementa di 32 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2020. Le parti-

te non ordinarie rilevate nel corso dei primi nove mesi del 2021 sono relative:

- > ai piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (575 milioni di euro);
- > ai costi non ricorrenti sostenuti per fronteggiare la pandemia COVID-19 per sanificazione degli ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (6 milioni di euro).

Nell'analogo periodo del 2020 le partite non ordinarie erano pari a 336 milioni di euro.

RISULTATO OPERATIVO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
(385)	59	(444)	-	(189)	161	(350)	-
437	18	419	-	549	374	175	46,8%
3	59	(56)	-94,9%	98	(649)	747	-
10	9	1	11,1%	23	28	(5)	-17,9%
33	11	22	-	73	26	47	-
(67)	11	(78)	-	(91)	(765)	674	88,1%
16	8	8	-	30	(4)	34	-
11	20	(9)	-45,0%	63	66	(3)	-4,5%
(13)	-	(13)	-	(35)	11	(46)	-
7	13	(6)	-46,2%	35	65	(30)	-46,2%
(1)	-	(1)	-	(2)	-	(2)	-
8	12	(4)	-33,3%	37	64	(27)	-42,2%
-	1	(1)	-	-	1	(1)	-
(10)	2	(12)	-	(23)	5	(28)	-
-	(1)	1	-	-	(1)	1	-
39	150	(111)	-74,0%	435	(34)	469	-

L'incremento del **risultato operativo** è dovuto ai minori ammortamenti e impairment per 682 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, parzialmente compensati dai fenomeni commentati nel margine operativo lordo. In particolare, i minori impairment sono

connessi all'adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Bocamina II (737 milioni di euro) rilevato nei primi nove mesi del 2020, a seguito della decisione del Gruppo di accelerare il processo di transizione energetica del Cile verso tecnologie a emissioni zero.

INVESTIMENTI

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Italia	150	90	60	66,7%
Iberia	175	179	(4)	-2,2%
America Latina	69	66	3	4,5%
Nord America	3	1	2	-
Europa	21	40	(19)	-47,5%
Altro	-	-	-	-
Totale	418	376	42	11,2%

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2021 si riferiscono essenzialmente all'Italia e riguardano, quasi esclusivamente, interventi per il miglioramento della qualità del servizio e dell'efficienza nonché per l'adeguamento a prescrizioni ambientali e di sicurezza.



ENEL GREEN POWER

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Idroelettrica	43.425	46.608	(3.183)	-6,8%
Geotermoelettrica ⁽¹⁾	4.541	4.581	(40)	-0,9%
Eolica	27.103	21.942	5.161	23,5%
Solare	5.749	4.397	1.352	30,7%
Altre fonti ⁽¹⁾	34	31	3	9,7%
Totale produzione netta	80.852	77.559	3.293	4,2%
- di cui Italia	18.577	17.668	909	5,1%
- di cui Iberia	9.523	9.942	(419)	-4,2%
- di cui America Latina	34.518	34.694	(176)	-0,5%
- di cui Europa	1.723	1.771	(48)	-2,7%
- di cui Nord America	14.678	12.364	2.314	18,7%
- di cui Africa, Asia e Oceania	1.833	1.120	713	63,7%

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione dell'energia prodotta.

Nei primi nove mesi del 2021 la produzione di energia elettrica registra un incremento riconducibile prevalentemente alla maggior produzione da fonte eolica e solare, a seguito dell'entrata in funzione di nuovi impianti soprattutto in Brasile e Nord America.

Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si registrano in Brasile (+2.497 milioni di kWh), Nord America (+1.926 milioni di kWh), Iberia (+372 milioni di kWh) e Sudafrica (+355 milioni di kWh).

La produzione da fonte solare registra un incremento prevalentemente in Iberia (+386 milioni di kWh), Stati Uniti (+367 milioni di kWh), Australia (+338 milioni di kWh) e Brasile (+252 milioni di kWh).

La produzione da fonte idroelettrica ha registrato una forte riduzione a causa della minore idraulicità in America Latina (-2.959 milioni di kWh) e Iberia (-1.178 milioni di kWh), in parte compensata dalla maggiore produzione in Italia (+952 milioni di kWh).

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW	Primi nove mesi			
	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Idroelettrica	27.834	27.820	14	0,1%
Geotermoelettrica	914	882	32	3,6%
Eolica	13.237	12.412	825	6,6%
Solare	5.514	3.897	1.617	41,5%
Altre fonti	5	5	-	-
Totale potenza efficiente netta	47.504	45.016	2.488	5,5%
- di cui Italia	14.021	13.986	35	0,3%
- di cui Iberia	7.791	7.781	10	0,1%
- di cui America Latina	15.985	14.554	1.431	9,8%
- di cui Europa	1.105	1.141	(36)	-3,2%
- di cui Nord America	7.123	6.643	480	7,2%
- di cui Africa, Asia e Oceania	1.479	911	568	62,3%

L'incremento della potenza efficiente netta è dovuto principalmente all'entrata in esercizio di impianti solari negli Stati Uniti, Cile e Brasile ed eolici in Brasile e Sudafrica, nonché

all'effetto del consolidamento integrale di alcune società in Australia, valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2020.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
2.405	1.709	696	40,7%	Ricavi	6.346	5.284	1.062	20,1%
823	1.085	(262)	-24,1%	Margine operativo lordo	3.001	3.376	(375)	-11,1%
848	1.091	(243)	-22,3%	Margine operativo lordo ordinario	3.046	3.387	(341)	-10,1%
470	743	(273)	-36,7%	Risultato operativo	1.858	2.408	(550)	-22,8%
				Investimenti	3.287 ⁽¹⁾	2.964	323	10,9%

(1) Il dato non include 87 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 2021.

RICAVI

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
613	492	121	24,6%	1.786	1.584	202	12,8%
118	169	(51)	-30,2%	535	559	(24)	-4,3%
1.321	705	616	87,4%	2.929	2.137	792	37,1%
9	11	(2)	-18,2%	26	34	(8)	-23,5%
627	102	525	-	1.062	335	727	-
348	311	37	11,9%	932	898	34	3,8%
234	198	36	18,2%	640	620	20	3,2%
38	32	6	18,8%	99	98	1	1,0%
36	33	3	9,1%	111	104	7	6,7%
29	18	11	61,1%	59	48	11	22,9%
220	241	(21)	-8,7%	744	700	44	6,3%
169	200	(31)	-15,5%	621	607	14	2,3%
51	41	10	24,4%	123	93	30	32,3%
85	80	5	6,3%	234	244	(10)	-4,1%
46	39	7	17,9%	138	148	(10)	-6,8%
34	38	(4)	-10,5%	89	87	2	2,3%
-	2	(2)	-	-	8	(8)	-
-	1	(1)	-	-	1	(1)	-
42	29	13	44,8%	110	73	37	50,7%
58	75	(17)	-22,7%	173	174	(1)	-0,6%
(52)	(82)	30	36,6%	(165)	(187)	22	11,8%
2.405	1.709	696	40,7%	6.346	5.284	1.062	20,1%

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
236	288	(52)	-18,1%	886	1.033	(147)	-14,2%
29	96	(67)	-69,8%	285	312	(27)	-8,7%
422	479	(57)	-11,9%	1.278	1.432	(154)	-10,8%
7	8	(1)	-12,5%	18	26	(8)	-30,8%
104	61	43	70,5%	246	179	67	37,4%
73	208	(135)	-64,9%	353	574	(221)	-38,5%
155	130	25	19,2%	439	444	(5)	-1,1%
37	35	2	5,7%	99	98	1	1,0%
30	25	5	20,0%	93	79	14	17,7%
16	12	4	33,3%	30	32	(2)	-6,3%
93	141	(48)	-34,0%	410	446	(36)	-8,1%
72	112	(40)	-35,7%	358	372	(14)	-3,8%
21	29	(8)	-27,6%	52	74	(22)	-29,7%
47	48	(1)	-2,1%	124	128	(4)	-3,1%
17	16	1	6,3%	53	58	(5)	-8,6%
3	(1)	4	-	2	(3)	5	-
28	31	(3)	-9,7%	71	68	3	4,4%
-	1	(1)	-	-	6	(6)	-
(1)	1	(2)	-	(2)	(1)	(1)	-
21	15	6	40,0%	61	37	24	64,9%
(25)	18	(43)	-	(43)	(12)	(31)	-
823	1.085	(262)	-24,1%	3.001	3.376	(375)	-11,1%

La variazione del **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2021 è sostanzialmente riferibile:

- > al decremento del margine in America Latina, soprattutto in Cile a causa della minor produzione da fonte idroelettrica, dovuta alla scarsa idraulicità del Paese, che ha comportato più alti costi di approvvigionamento delle commodity per far fronte alle maggiori quantità vendute attraverso contratti di PPA (Power Purchase Agreement); tale impatto è in parte compensato dal miglioramento del margine in Brasile per le maggiori quantità di energia prodotta e venduta e per l'effetto dei prezzi sui nuovi contratti di PPA stipulati;
- > alla minore marginalità degli impianti idroelettrici in Italia;
- > alla riduzione del margine in Iberia principalmente per la minore idraulicità, nonostante la rilevazione di minori canoni idroelettrici a seguito dell'esito favorevole di un contenzioso;
- > al più basso margine in Nord America dovuto prevalentemente alla regolazione netta negativa di un contratto swap a causa di un fenomeno atmosferico estremo in Texas e al più basso margine rilevato in Messico per le

vendite di energia, soprattutto per l'impianto di Salitrillos, a prezzi medi più bassi rispetto a quelli applicati nell'analogo periodo dell'anno precedente, oltre che al rilascio, effettuato nel 2020, di un fondo relativo a un contenzioso legale. Tali effetti sono in parte compensati dai maggiori ricavi da tax partnership;

- > al maggior margine in Africa, Asia e Oceania principalmente per il consolidamento integrale di alcune società in Australia, valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2020, nonché per la maggiore produzione dei nuovi impianti eolici entrati in esercizio in Sudafrica.

Il **marginale operativo lordo ordinario**, pari a 3.046 milioni di euro (3.387 al 30 settembre 2020), risente degli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (40 milioni di euro) e dei costi non ordinari sostenuti a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (5 milioni di euro).

RISULTATO OPERATIVO

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni			2021	2020	Variazioni	
167	218	(51)	-23,4%	Italia	681	803	(122)	-15,2%
(37)	42	(79)	-	Iberia	113	164	(51)	-31,1%
330	365	(35)	-9,6%	America Latina	851	1.130	(279)	-24,7%
5	7	(2)	-28,6%	- di cui Argentina	14	23	(9)	-39,1%
79	46	33	71,7%	- di cui Brasile	186	131	55	42,0%
35	169	(134)	-79,3%	- di cui Cile	238	452	(214)	-47,3%
143	118	25	21,2%	- di cui Colombia	403	405	(2)	-0,5%
30	26	4	15,4%	- di cui Perù	79	71	8	11,3%
26	21	5	23,8%	- di cui Panama	82	64	18	28,1%
12	(22)	34	-	- di cui altri Paesi	(151)	(16)	(135)	-
4	62	(58)	-93,5%	Nord America	173	232	(59)	-25,4%
(8)	42	(50)	-	- di cui Stati Uniti e Canada	144	183	(39)	-21,3%
12	20	(8)	-40,0%	- di cui Messico	29	49	(20)	-40,8%
30	32	(2)	-6,3%	Europa	75	84	(9)	-10,7%
11	11	-	-	- di cui Romania	36	43	(7)	-16,3%
-	(2)	2	-	- di cui Russia	(5)	(4)	(1)	-25,0%
19	23	(4)	-17,4%	- di cui Grecia	45	44	1	2,3%
-	1	(1)	-	- di cui Bulgaria	-	4	(4)	-
-	(1)	1	-	- di cui altri Paesi	(1)	(3)	2	66,7%
5	8	(3)	-37,5%	Africa, Asia e Oceania	18	11	7	63,6%
(29)	15	(44)	-	Altro	(53)	(17)	(36)	-
-	1	(1)	-	Elisioni e rettifiche	-	1	(1)	-
470	743	(273)	-36,7%	Totale	1.858	2.408	(550)	-22,8%

Il **risultato operativo**, risentendo dei fenomeni illustrati nel margine operativo lordo, risulta in riduzione in conseguenza anche dei maggiori ammortamenti e impairment per 175 milioni di euro. Questi ultimi sono da attribuirsi prevalentemente

all'impairment delle attività associate all'impianto PH Chucas in Costa Rica per riflettere il deterioramento della redditività futura di tale impianto.

INVESTIMENTI

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Italia	232	139	93	66,9%
Iberia	345	313	32	10,2%
America Latina	1.107	936	171	18,3%
Nord America	1.298	1.137	161	14,2%
Europa	166	122	44	36,1%
Africa, Asia e Oceania	127 ⁽¹⁾	299	(172)	-57,5%
Altro	12	18	(6)	-33,3%
Totale	3.287	2.964	323	10,9%

(1) Il dato non include 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2021 registrano un incremento di 323 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 171 milioni di euro principalmente in impianti eolici e idroelettrici, in parte compensati da minori investimenti in impianti fotovoltaici; i maggiori investimenti sono concentrati prevalentemente in Cile, Colombia e Panama. In Brasile si registra una lieve flessione degli investimenti a seguito dei numerosi impianti passati in esercizio nel 2020;
- > maggiori investimenti in Nord America per 161 milioni di euro, riferiti prevalentemente ai maggiori investimenti in impianti fotovoltaici negli Stati Uniti, in parte compensati

dai minori investimenti in impianti eolici negli Stati Uniti e in Messico, per il passaggio in esercizio di numerosi impianti realizzati nel 2020;

- > maggiori investimenti in Italia per 93 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici e solari;
- > maggiori investimenti in Europa per 44 milioni di euro, in particolare nell'impianto eolico russo Enel Rus Wind Kola;
- > più alti investimenti in Iberia per 32 milioni di euro prevalentemente in impianti solari;
- > minori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 172 milioni di euro riferiti principalmente alla riduzione degli investimenti in impianti eolici in Sudafrica, per il quasi completamento del Round 4, in parte compensati dai maggiori investimenti in India (Coral e Thar).



INFRASTRUTTURE E RETI

Dati operativi

TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	381.478	360.263	21.215	5,9%
- di cui Italia	169.108	159.039	10.069	6,3%
- di cui Iberia	98.601	93.085	5.516	5,9%
- di cui America Latina	101.856	96.775	5.081	5,3%
- di cui Europa	11.913	11.364	549	4,8%
Utenti finali con smart meter attivi (n.) ⁽²⁾	44.843.287	44.363.498	479.789	1,1%

(1) Il dato del 2020 ha subito una rideterminazione.

(2) Il dato del 2020 è stato adeguato per rendere omogenea la comparabilità dei dati al nuovo criterio di calcolo che esclude i contatori elettronici con contratto attivo non telegestiti.

Nel corso dei primi nove mesi del 2021 si riscontra un incremento dell'energia trasportata sulla rete (5,9%) da ricondurre principalmente:

- > all'Italia (+6,3%), dove si registra un incremento della domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in bassa, media, alta e altissima tensione mentre rimane stabile l'energia distribuita ad altri distributori;
- > all'Iberia (+5,9%), dove l'incremento è dovuto essenzialmente all'aumento dell'energia trasportata da Edistribuzione

Redes Digitales SL per effetto del lockdown dei primi nove mesi del 2020 derivante dalla pandemia COVID-19;

- > all'America Latina (+5,3%), per l'incremento dei volumi vettoriati principalmente in Perù, Colombia e Brasile;
- > all'Europa (+4,8%), dove l'incremento dell'energia distribuita è stato rilevato in Romania ed è attribuibile sia al settore dei clienti business sia a quello dei clienti residenziali.

FREQUENZA MEDIA DI INTERRUZIONI PER CLIENTE

	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
SAIFI (n. medio)				
Italia	1,8	1,7	0,1	5,9%
Iberia	1,4	1,4	-	-
Argentina ⁽¹⁾	4,8	4,4	0,4	9,1%
Brasile	5,1	5,4	(0,3)	-5,6%
Cile	1,5	1,5	-	-
Colombia	5,2	5,6	(0,4)	-7,1%
Perù	2,4	2,6	(0,2)	-7,7%
Romania	3,1	3,4	(0,3)	-8,8%

(1) I dati al 31 dicembre 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione della frequenza media.

DURATA MEDIA DI INTERRUZIONI PER CLIENTE

	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
SAIDI (minuti medi)				
<i>Italia</i> ⁽¹⁾	44,0	42,1	1,9	4,5%
<i>Iberia</i> ⁽¹⁾	66,1	77,5	(11,4)	-14,7%
<i>Argentina</i> ⁽¹⁾	811,0	839,4	(28,4)	-3,4%
<i>Brasile</i>	648,4	678,8	(30,4)	-4,5%
<i>Cile</i>	150,8	171,2	(20,4)	-11,9%
<i>Colombia</i>	399,3	466,6	(67,3)	-14,4%
<i>Perù</i> ⁽¹⁾	411,2	418,6	(7,4)	-1,8%
<i>Romania</i>	120,6	134,5	(13,9)	-10,3%

(1) I dati al 31 dicembre 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione della durata media.

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

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

PERDITE DI RETE

	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Perdite di rete (% media)				
<i>Italia</i>	4,7	4,9	(0,2)	-4,1%
<i>Iberia</i> ⁽¹⁾	7,1	7,3	(0,2)	-2,7%
<i>Argentina</i>	18,4	18,9	(0,5)	-2,6%
<i>Brasile</i>	13,2	13,4	(0,2)	-1,5%
<i>Cile</i>	5,2	5,2	-	-
<i>Colombia</i>	7,6	7,6	-	-
<i>Perù</i>	8,4	8,8	(0,4)	-4,5%
<i>Romania</i>	9,1	9,2	(0,1)	-1,1%

(1) I dati al 31 dicembre 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione delle perdite di rete.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
5.470	4.722	748	15,8%	Ricavi	14.930	14.270	660	4,6%
1.805	1.898	(93)	-4,9%	Margine operativo lordo	4.942	5.714	(772)	-13,5%
1.867	1.904	(37)	-1,9%	Margine operativo lordo ordinario	5.355	5.753	(398)	-6,9%
1.141	1.149	(8)	-0,7%	Risultato operativo	2.979	3.495	(516)	-14,8%
				Investimenti	3.433	2.691	742	27,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2021.

RICAVI

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
1.803	1.882	(79)	-4,2%	Italia	5.354	5.515	(161)	-2,9%
612	640	(28)	-4,4%	Iberia	1.845	1.892	(47)	-2,5%
2.941	2.090	851	40,7%	America Latina	7.405	6.553	852	13,0%
195	152	43	28,3%	- di cui Argentina	483	515	(32)	-6,2%
2.110	1.314	796	60,6%	- di cui Brasile	5.033	4.115	918	22,3%
320	339	(19)	-5,6%	- di cui Cile	927	953	(26)	-2,7%
156	145	11	7,6%	- di cui Colombia	462	448	14	3,1%
160	140	20	14,3%	- di cui Perù	500	522	(22)	-4,2%
104	98	6	6,1%	Europa	300	289	11	3,8%
117	88	29	33,0%	Altro	311	233	78	33,5%
(107)	(76)	(31)	-40,8%	Elisioni e rettifiche	(285)	(212)	(73)	-34,4%
5.470	4.722	748	15,8%	Totale	14.930	14.270	660	4,6%

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
885	1.049	(164)	-15,6%	Italia	2.383	2.922	(539)	-18,4%
453	464	(11)	-2,4%	Iberia	1.361	1.585	(224)	-14,1%
433	336	97	28,9%	America Latina	1.124	1.109	15	1,4%
4	6	(2)	-33,3%	- di cui Argentina	-	29	(29)	-
255	191	64	33,5%	- di cui Brasile	623	575	48	8,3%
39	38	1	2,6%	- di cui Cile	96	121	(25)	-20,7%
96	81	15	18,5%	- di cui Colombia	285	266	19	7,1%
39	20	19	95,0%	- di cui Perù	120	118	2	1,7%
45	45	-	-	Europa	98	100	(2)	-2,0%
(11)	4	(15)	-	Altro	(24)	(2)	(22)	-
1.805	1.898	(93)	-4,9%	Totale	4.942	5.714	(772)	-13,5%

Il **marginale operativo lordo** si decrementa per i maggiori accantonamenti effettuati nei primi nove mesi del 2021, soprattutto in Italia, per i piani di ristrutturazione e digitalizzazione (355 milioni di euro), e per il rilascio del fondo relativo allo sconto energia rilevato in Spagna nel primo semestre 2020 (269 milioni di euro).

L'ulteriore variazione è riconducibile all'incremento del margine in Italia, rilevato nei primi nove mesi del 2020, dovuto essenzialmente al provento connesso all'applicazione delle delibere 50/2018 e 461/2020 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Tale decremento è parzialmente mitigato dall'incremen-

to del margine operativo lordo in Italia e Brasile dovuto al duplice effetto dell'aumento dell'energia distribuita e degli adeguamenti tariffari.

Il **marginale operativo lordo ordinario**, pari a 5.355 milioni di euro (5.753 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020), diminuisce di 398 milioni di euro rispetto al 2020. Le partite non ordinarie includono 390 milioni di euro di accantonamento per piani di ristrutturazione e digitalizzazione e 23 milioni di euro per costi COVID-19, che nei primi nove mesi del 2020 ammontavano a 39 milioni di euro.

RISULTATO OPERATIVO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
597	658	(61)	-9,3%	1.521	1.827	(306)	-16,7%
267	283	(16)	-5,7%	805	1.035	(230)	-22,2%
269	180	89	49,4%	647	598	49	8,2%
(3)	4	(7)	-	(18)	17	(35)	-
147	87	60	69,0%	308	239	69	28,9%
29	27	2	7,4%	62	87	(25)	-28,7%
73	56	17	30,4%	219	187	32	17,1%
23	6	17	-	76	68	8	11,8%
20	25	(5)	-20,0%	31	39	(8)	-20,5%
(12)	3	(15)	-	(25)	(4)	(21)	-
1.141	1.149	(8)	-0,7%	2.979	3.495	(516)	-14,8%

La variazione del **risultato operativo** è sostanzialmente riconducibile a quanto già commentato per il margine operativo lordo del periodo, parzialmente compensato dai minori impairment.

INVESTIMENTI

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Italia	1.671	1.291	380	29,4%
Iberia	537	401	136	33,9%
America Latina	1.095	859	236	27,5%
Europa	125	132	(7)	-5,3%
Altro	5	8	(3)	-37,5%
Totale	3.433	2.691	742	27,6%

L'incremento degli **investimenti** è riconducibile essenzialmente all'Italia, al Brasile e alla Spagna per l'installazione di

nuovi smart meter, per il progetto Grid Blue Sky e per le attività di quality remote control.



MERCATI FINALI

Dati operativi

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Mercato libero	130.973	119.290	11.683	9,8%
Mercato regolato	101.602	102.698	(1.096)	-1,1%
Totale	232.575	221.988	10.587	4,8%
- di cui Italia	70.096	67.303	2.793	4,1%
- di cui Iberia	60.124	60.585	(461)	-0,8%
- di cui America Latina	95.571	87.533	8.038	9,2%
- di cui Europa	6.784	6.567	217	3,3%

L'andamento positivo dell'energia venduta nei primi nove mesi del 2021 è dovuto alle maggiori quantità vendute nel mercato libero ai clienti Business to Business (B2B) prevalentemente in Italia e America Latina.

Nel mercato regolato, invece, si rileva una diminuzione dei volumi nel segmento dei clienti Business to Consumer (B2C), dovuta, principalmente, al minore numero di clienti rispetto al corrispondente periodo del 2020.

VENDITE DI GAS NATURALE

Milioni di m ³	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Business to Consumer	2.329	2.391	(62)	-2,6%
Business to Business	4.469	4.388	81	1,8%
Totale ⁽¹⁾	6.798	6.779	19	0,3%
- di cui Italia	2.836	3.060	(224)	-7,3%
- di cui Iberia	3.741	3.530	211	6,0%
- di cui America Latina ⁽¹⁾	121	119	2	1,7%
- di cui Europa ⁽¹⁾	100	70	30	42,9%

(1) I dati del 2020 tengono conto di una più puntuale determinazione dei volumi venduti.

I maggiori volumi venduti prevalentemente in Spagna e in Romania, nei primi nove mesi del 2021, sono stati in parte

compensati dalla riduzione dei consumi in Italia in entrambi i segmenti di clientela (B2C e B2B).

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni			2021	2020	Variazioni	
8.231	7.082	1.149	16,2%	Ricavi ⁽¹⁾	23.612	21.492	2.120	9,9%
699	705	(6)	-0,9%	Margine operativo lordo	2.270	2.287	(17)	-0,7%
718	706	12	1,7%	Margine operativo lordo ordinario	2.363	2.297	66	2,9%
376	435	(59)	-13,6%	Risultato operativo	1.360	1.364	(4)	-0,3%
				Investimenti	431	304	127	41,8%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 e quelli del terzo trimestre 2021 e 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2021.

RICAVI

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni			2021	2020	Variazioni	
4.331	3.556	775	21,8%	Italia	12.351	10.704	1.647	15,4%
3.216	2.902	314	10,8%	Iberia ⁽¹⁾	9.358	8.826	532	6,0%
361	350	11	3,1%	America Latina	998	1.109	(111)	-10,0%
-	(1)	1	-	- di cui Argentina	-	1	(1)	-
97	68	29	42,6%	- di cui Brasile	232	226	6	2,7%
23	61	(38)	-62,3%	- di cui Cile	68	201	(133)	-66,2%
195	163	32	19,6%	- di cui Colombia	555	524	31	5,9%
46	59	(13)	-22,0%	- di cui Perù	143	157	(14)	-8,9%
(1)	1	(2)	-	Nord America	4	-	4	-
324	272	52	19,1%	Europa	901	852	49	5,8%
-	1	(1)	-	Elisioni e rettifiche	-	1	(1)	-
8.231	7.082	1.149	16,2%	Totale	23.612	21.492	2.120	9,9%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 e quelli del terzo trimestre 2021 e 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni			2021	2020	Variazioni	
475	514	(39)	-7,6%	Italia	1.639	1.648	(9)	-0,5%
143	125	18	14,4%	Iberia	393	430	(37)	-8,6%
70	42	28	66,7%	America Latina	179	147	32	21,8%
6	(4)	10	-	- di cui Argentina	9	(7)	16	-
37	23	14	60,9%	- di cui Brasile	87	78	9	11,5%
11	4	7	-	- di cui Cile	30	19	11	57,9%
12	12	-	-	- di cui Colombia	37	39	(2)	-5,1%
4	7	(3)	-42,9%	- di cui Perù	16	18	(2)	-11,1%
(2)	1	(3)	-	Nord America	3	-	3	-
15	23	(8)	-34,8%	Europa	58	62	(4)	-6,5%
(2)	-	(2)	-	Elisioni e rettifiche	(2)	-	(2)	-
699	705	(6)	-0,9%	Totale	2.270	2.287	(17)	-0,7%

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2021 si riduce essenzialmente per il decremento del margine in Spagna per il rilascio, nel 2020, del fondo per lo sconto energia e in Italia per gli accantonamenti ai piani di ristrutturazione e digitalizzazione che hanno più che compensato l'incremento del margine nel mercato libero.

Il **margine operativo lordo ordinario** registra una variazione

positiva di 66 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2020.

Le partite non ordinarie includono gli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (92 milioni di euro) e i costi sostenuti a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (1 milione di euro nel 2021, a fronte di 10 milioni di euro nel 2020).

RISULTATO OPERATIVO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
317	326	(9)	-2,8%	1.096	1.084	12	1,1%
97	89	8	9,0%	254	275	(21)	-7,6%
(38)	4	(42)	-	(32)	(32)	-	-
12	(13)	25	-	6	(29)	35	-
(69)	6	(75)	-	(91)	(38)	(53)	-
7	(5)	12	-	14	(2)	16	-
9	10	(1)	-10,0%	27	25	2	8,0%
3	6	(3)	-50,0%	12	12	-	-
(1)	2	(3)	-	3	-	3	-
3	14	(11)	-78,6%	41	37	4	10,8%
(2)	-	(2)	-	(2)	-	(2)	-
376	435	(59)	-13,6%	1.360	1.364	(4)	-0,3%

Il **risultato operativo** risulta inclusivo di ammortamenti e impairment per 910 milioni di euro (923 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020). I minori ammortamenti e impair-

ment, registrati prevalentemente in Italia e in Spagna, sono riferibili alle minori svalutazioni sui crediti commerciali, in parte compensate dai maggiori ammortamenti.

INVESTIMENTI

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Italia	300	220	80	36,4%
Iberia	120	78	42	53,8%
Europa	11	6	5	83,3%
Totale	431	304	127	41,8%

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile alle maggiori capitalizzazioni per gli oneri legati alle acquisizioni di contratti con la nuova clientela.



ENEL X

Dati operativi

	Primi nove mesi		
	2021	2020	Variazioni
Demand response (MW)	7.689	5.945	1.744 29,3%
Punti luce (migliaia di unità)	2.801	2.749	52 1,9%
Storage (MW)	195	123 ⁽¹⁾	72 58,5%
Punti di ricarica (n.) ⁽²⁾	137.955	93.919	44.036 46,9%

(1) Al 31 dicembre 2020.

(2) I dati del 2020 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

I punti di ricarica realizzati ai clienti privati nei primi nove mesi del 2021 registrano un incremento di 39.762 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre i punti

di ricarica pubblici aumentano di 4.274 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
403	293	110	37,5%	Ricavi	1.036	756	280 37,0%
82	45	37	82,2%	Margine operativo lordo	183	68	115 -
87	45	42	93,3%	Margine operativo lordo ordinario	195	70	125 -
24	10	14	-	Risultato operativo	30	(38)	68 -
				Investimenti	230	159	71 44,7%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2021.

RICAVI

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
156	62	94	-	Italia	374	215	159 74,0%
62	56	6	10,7%	Iberia	186	169	17 10,1%
55	79	(24)	-30,4%	America Latina	152	151	1 0,7%
3	3	-	-	- di cui Argentina	8	4	4 -
3	11	(8)	-72,7%	- di cui Brasile	12	16	(4) -25,0%
12	13	(1)	-7,7%	- di cui Cile	35	40	(5) -12,5%
24	19	5	26,3%	- di cui Colombia	61	56	5 8,9%
12	33	(21)	-63,6%	- di cui Perù	35	35	- -
1	-	1	-	- di cui altri Paesi	1	-	1 -
78	69	9	13,0%	Nord America	196	137	59 43,1%
21	12	9	75,0%	Europa	58	34	24 70,6%
21	12	9	75,0%	Africa, Asia e Oceania	47	40	7 17,5%
37	25	12	48,0%	Altro	113	74	39 52,7%
(27)	(22)	(5)	-22,7%	Elisioni e rettifiche	(90)	(64)	(26) -40,6%
403	293	110	37,5%	Totale	1.036	756	280 37,0%

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre			Miloni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni			2021	2020	Variazioni	
60	(3)	63	-	Italia	104	6	98	-
10	9	1	11,1%	Iberia	32	34	(2)	-5,9%
18	37	(19)	-51,4%	America Latina	46	60	(14)	-23,3%
-	2	(2)	-	- di cui Argentina	3	2	1	50,0%
(1)	4	(5)	-	- di cui Brasile	(2)	1	(3)	-
4	2	2	-	- di cui Cile	-	6	(6)	-
9	12	(3)	-25,0%	- di cui Colombia	30	35	(5)	-14,3%
5	17	(12)	-70,6%	- di cui Perù	14	16	(2)	-12,5%
1	-	1	-	- di cui altri Paesi	1	-	1	-
5	5	-	-	Nord America	11	(15)	26	-
2	-	2	-	Europa	7	3	4	-
1	-	1	-	Africa, Asia e Oceania	(1)	(1)	-	-
(14)	(3)	(11)	-	Altro	(16)	(19)	3	15,8%
82	45	37	82,2%	Totale	183	68	115	-

Il **margine operativo lordo** si incrementa prevalentemente in Italia e Nord America per la marginalità dei servizi associati ri-spettivamente alle nuove iniziative commerciali e alle attività di demand response.

Il **margine operativo lordo ordinario** registra una variazione positiva di 125 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2020.

L'unica partita non ordinaria presente nel 2021 è rappresentata dagli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (12 milioni di euro), mentre nel periodo di confronto l'unica partita non ordinaria presente era relativa ai costi sostenuti a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (2 milioni di euro).

RISULTATO OPERATIVO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
28	(14)	42	- Italia	47	(29)	76	-
2	1	1	- Iberia	-	11	(11)	-
15	31	(16)	-51,6% America Latina	34	50	(16)	-32,0%
1	2	(1)	-50,0% - di cui Argentina	3	2	1	50,0%
(1)	3	(4)	- - di cui Brasile	(3)	(1)	(2)	-
4	2	2	- - di cui Cile	-	4	(4)	-
7	11	(4)	-36,4% - di cui Colombia	23	33	(10)	-30,3%
3	13	(10)	-76,9% - di cui Perù	10	12	(2)	-16,7%
1	-	1	- - di cui altri Paesi	1	-	1	-
(7)	(2)	(5)	- Nord America	(21)	(44)	23	52,3%
1	(1)	2	- Europa	4	(1)	5	-
1	(1)	2	- Africa, Asia e Oceania	(3)	(3)	-	-
(16)	(4)	(12)	- Altro	(31)	(22)	(9)	-40,9%
24	10	14	- Totale	30	(38)	68	-

La variazione del **risultato operativo**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 153 milioni di euro (106 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020), è sostanzialmente riconducibile a quanto già commentato per il margine

operativo lordo del periodo, parzialmente compensata dai maggiori ammortamenti in Italia e dalle svalutazioni di crediti commerciali in Enel X Srl e in Spagna.

INVESTIMENTI

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Italia	68	43	25	58,1%
Iberia	35	30	5	16,7%
America Latina	27	22	5	22,7%
Nord America	34	27	7	25,9%
Europa	2	1	1	-
Africa, Asia e Oceania	4	2	2	-
Altro	60	34	26	76,5%
Totale	230	159	71	44,7%

Gli **investimenti** crescono prevalentemente in Italia nel business Vivi Meglio per l'incremento dei volumi gestiti, in Nord America come conseguenza di un incremento nell'attività di storage, in Iberia nel business e-Home, a seguito di un incremento nel volume di vendite rispetto al 2020, e in

America Latina, principalmente in Perù nel business e-City e in Brasile nella distributed energy.

Inoltre, Enel X Srl ha effettuato investimenti per lo sviluppo di piattaforme tecnologiche globali volte alla gestione digitale del business.



SERVIZI E ALTRO

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
539	529	10	1,9%	Ricavi	1.537	1.480	57	3,9%
(111)	(13)	(98)	-	Margine operativo lordo	(246)	(81)	(165)	-
3	2	1	50,0%	Margine operativo lordo ordinario	(37)	(38)	1	2,6%
(167)	(55)	(112)	-	Risultato operativo	(408)	(220)	(188)	-85,5%
				Investimenti	102	69	33	47,8%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nei primi nove mesi del 2021.

RICAVI

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
187	196	(9)	-4,6%	Italia	552	555	(3)	-0,5%
126	120	6	5,0%	Iberia	329	332	(3)	-0,9%
3	3	-	-	America Latina	15	6	9	-
5	5	-	-	Europa	17	17	-	-
279	278	1	0,4%	Altro	787	737	50	6,8%
(61)	(73)	12	16,4%	Elisioni e rettifiche	(163)	(167)	4	2,4%
539	529	10	1,9%	Totale	1.537	1.480	57	3,9%

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni		
(14)	32	(46)	-	Italia	(34)	65	(99)	-
12	-	12	-	Iberia	17	2	15	-
(19)	(21)	2	9,5%	America Latina	(56)	(75)	19	25,3%
(1)	(1)	-	-	Nord America	(2)	(2)	-	-
2	-	2	-	Europa	3	2	1	50,0%
(91)	(23)	(68)	-	Altro	(174)	(73)	(101)	-
(111)	(13)	(98)	-	Totale	(246)	(81)	(165)	-

Il decremento del **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2021 è ascrivibile prevalentemente ai maggiori accantonamenti dei costi del personale per i piani di ristrutturazione e digitalizzazione, solo in parte compensati dai minori costi sostenuti per l'emergenza sanitaria da COVID-19.

Il **margine operativo lordo ordinario** è in linea con i primi nove

mesi del 2020. Le partite straordinarie presenti nel 2021 sono rappresentate quasi esclusivamente dagli accantonamenti ai piani di ristrutturazione per complessivi 205 milioni di euro. I costi sostenuti per la pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni si sono ridotti di 32 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

RISULTATO OPERATIVO

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi		
2021	2020	Variazioni		2021	2020	Variazioni	
(31)	16	(47)	- Italia	(86)	15	(101)	-
(1)	(9)	8	88,9% Iberia	(20)	(25)	5	20,0%
(20)	(23)	3	13,0% America Latina	(58)	(77)	19	24,7%
-	(1)	1	- Nord America	(2)	(2)	-	-
1	-	1	- Europa	2	1	1	-
(116)	(38)	(78)	- Altro	(244)	(132)	(112)	-84,8%
(167)	(55)	(112)	- Totale	(408)	(220)	(188)	-85,5%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2021 è sostanzialmente in linea con la riduzione del margine operativo

lordo, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 23 milioni di euro.

INVESTIMENTI

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2021	2020	Variazioni
Italia	27	11	16
Iberia	17	17	-
America Latina	4	1	3
Europa	1	-	1
Altro	53	40	13
Totale	102	69	33

L'incremento degli **investimenti** dei primi nove mesi del 2021 è da attribuire ai maggiori investimenti in Italia a seguito dei lavori di ristrutturazione sugli immobili.

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 2021 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 abbreviato al 30 settembre 2021, 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 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016.

Tali orientamenti 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 definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai nuovi modelli di business di Ownership e Stewardship. Esclude gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale e i costi direttamente riconducibili alla pandemia da COVID-19.

Risultato operativo ordinario: è definito come il "Risultato operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai nuovi modelli di business di Ownership e Stewardship.

È determinato eliminando dal "Risultato operativo" gli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica

commentate relativamente al margine operativo lordo ed escludendo gli impairment significativi rilevati sugli asset e/o gruppi di asset a esito di un processo di impairment test (ivi incluse le relative riprese di valore) o a seguito della classificazione tra le "Attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica collegata ai nuovi modelli di business di Ownership e Stewardship.

È pari al "Risultato netto del Gruppo" rettificato principalmente delle partite precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario" al netto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

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", dai "Finanziamenti a

breve termine” e dalle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”, 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 “Titoli correnti” e degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- > al netto dei “Titoli non correnti” e dei “Crediti finanziari non correnti” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”.

L’indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto dall’Orientamento n. 39, emanato il 4 marzo 2021 dall’ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e in linea con il Richiamo di Attenzione n. 5/21 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021.

Si precisa che i riferimenti alle raccomandazioni CESR, contenuti nelle precedenti comunicazioni CONSOB, si intendono sostituiti dall’orientamento ESMA sopra citato, ivi inclusi i riferimenti presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.

Principali variazioni dell’area di consolidamento

Nei due periodi a confronto l’area di consolidamento ha subito alcune modifiche. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva nota 2 delle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Nei primi nove mesi dell'anno la progressiva diffusione dei vaccini contro il COVID-19 ha posto le premesse per una sostanziale ripresa della crescita a livello globale; in tale contesto, il Gruppo ha registrato una solida ripresa degli indicatori operativi in termini non solo di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica alla clientela finale, ma anche di accelerazione nella costruzione di nuova capacità rinnovabile.

Al contempo, il contesto macroeconomico degli ultimi mesi è stato fortemente influenzato da un significativo incremento dei prezzi delle materie prime, quali il gas e il carbone, con un diretto impatto sul prezzo dell'energia elettrica. Le autorità di alcuni Paesi europei sono quindi intervenute nel tentativo di calmierare l'aumento dei prezzi dell'elettricità per i consumatori finali anche con misure penalizzanti per le società operanti nel settore della generazione e vendita di energia elettrica.

Nel quadro delineato, il Gruppo ha dimostrato una significativa resilienza, grazie al modello di business integrato lungo la catena del valore, alla diversificazione geografica e a una solida struttura finanziaria. Il Gruppo ha quindi potuto proseguire nell'implementazione del Piano Strategico per il periodo 2021-2023 e della strategia decennale al 2030, presentati ai mercati finanziari nel novembre 2020.

In particolare, il Piano Strategico prevede l'adozione di due modelli di business: quello tradizionale, detto di "Ownership", in cui le piattaforme digitali sono promotrici del

business a sostegno della redditività degli investimenti, e il modello di "Stewardship", che catalizza investimenti di terzi in collaborazione con Enel o nell'ambito di piattaforme generatrici di business. Attraverso tali modelli di business, nel periodo 2021-2030 il Gruppo prevede di investire oltre 160 miliardi di euro, mobilitando al contempo ulteriori 30 miliardi di euro circa provenienti da terzi. Nel periodo 2021-2023 il Gruppo prevede di investire direttamente circa 40 miliardi di euro, mobilitando al contempo 8 miliardi di euro provenienti da terzi.

Inoltre, nell'arco di piano, Enel ha definito una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante: gli azionisti riceveranno un dividendo fisso per azione (DPS), garantito e crescente, con l'obiettivo di raggiungere 0,43 euro per azione al 2023.

In linea con i target di medio e lungo termine, per la restante parte del 2021 sono previsti:

- > l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili a supporto della crescita industriale e nell'ambito della politica di decarbonizzazione adottata;
- > ulteriori progressi nella digitalizzazione delle reti di distribuzione, specialmente in Italia e America Latina, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e la resilienza della rete;
- > l'incremento degli investimenti dedicati (i) all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché (ii) al continuo efficientamento, sostenuto dallo sviluppo di piattaforme globali di business.

La guidance fornita ai mercati finanziari in occasione della presentazione del Piano Strategico a novembre 2020 è confermata: nel 2021 la società prevede un EBITDA ordinario compreso tra 18,7 e 19,3 miliardi di euro, un utile netto ordinario compreso tra 5,4 e 5,6 miliardi di euro e un dividendo per azione garantito pari a 0,38 euro per azione.

2

BILANCIO CONSOLIDATO ABBREVIATO AL 30 SETTEMBRE 2021





Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2021	2020
Totale ricavi ⁽¹⁾	6.a	57.914	49.465
Totale costi ⁽¹⁾	6.b	52.749	41.820
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity ⁽¹⁾	6.c	1.089	(670)
Risultato operativo		6.254	6.975
Proventi finanziari		3.651	2.886
Oneri finanziari		5.476	4.655
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	73	44
Totale proventi/(oneri) finanziari	6.d	(1.752)	(1.725)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.e	428	5
Risultato prima delle imposte		4.930	5.255
Imposte	6.f	1.662	1.576
Risultato delle continuing operations		3.268	3.679
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.268	3.679
Quota di interessenza del Gruppo		2.505	2.921
Quota di interessenza di terzi		763	758
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,25</i>	<i>0,29</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,24</i>	<i>0,29</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,25</i>	<i>0,29</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,24</i>	<i>0,29</i>

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 del presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2021	2020
Risultato netto del periodo	3.268	3.679
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	35	226
Variazione del fair value dei costi di hedging	299	28
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(392)	(4)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	1	(1)
Variazione della riserva di traduzione	(45)	(4.708)
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	237	(53)
Variazione di fair value su partecipazioni in altre imprese	-	4
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	135	(4.508)
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nel periodo	3.403	(829)
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	2.591	143
- di terzi	812	(972)

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Miloni di euro			
	Note	al 30.09.2021	al 31.12.2020
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		100.912	96.489
Avviamento		13.837	13.779
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		790	861
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		24.231	17.771
Totale attività non correnti	7.a	139.770	128.900
Attività correnti			
Rimanenze		3.534	2.401
Crediti commerciali		14.573	12.046
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		5.936	5.906
Altre attività correnti ⁽²⁾		42.681	12.784
Totale attività correnti	7.b	66.724	33.137
Attività classificate come possedute per la vendita	7.c	1.572	1.416
TOTALE ATTIVITÀ		208.066	163.453
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	7.d	30.484	28.325
Interessenze di terzi		13.596	14.032
Totale patrimonio netto		44.080	42.357
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		53.699	49.519
Fondi diversi e passività per imposte differite		18.205	16.535
Altre passività non correnti		18.152	13.255
Totale passività non correnti	7.e	90.056	79.309
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		13.879	9.513
Debiti commerciali		12.917	12.859
Altre passività correnti		46.281	18.607
Totale passività correnti	7.f	73.077	40.979
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	7.g	853	808
TOTALE PASSIVITÀ		163.986	121.096
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		208.066	163.453

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2021 rispettivamente pari a 2.407 milioni di euro (2.337 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e 426 milioni di euro (408 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2021 rispettivamente pari a 1.555 milioni di euro (1.428 milioni di euro al 31 dicembre 2020), 2.859 milioni di euro (3.476 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e 86 milioni di euro (67 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

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	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging
Al 31 dicembre 2019	10.167	7.487	(1)	-	2.034	2.262	(3.802)	(1.610)	(147)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	21
<i>di cui:</i>									
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	(3.012)	248	21
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 settembre 2020	10.167	7.480	(3)	592	2.034	2.260	(7.071)	(1.375)	(126)
Al 31 dicembre 2020	10.167	7.476	(3)	2.386	2.034	2.268	(7.046)	(1.917)	(242)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	20	(20)	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie per pagamenti basati su azioni (Bonus LTI)	-	-	(13)	-	-	43	-	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	2.214	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-
Operazioni su non controlling interest	-	(2)	-	-	-	-	(1.234)	18	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	-	152	(164)	306
<i>di cui:</i>									
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	152	(164)	306
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 settembre 2021	10.167	7.494	(36)	4.600	2.034	2.311	(8.128)	(2.073)	64

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partic. valutate con metodo 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
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)
3	(4)	(34)	-	-	2.921	143	(972)	(829)
3	(4)	(34)	-	-	-	(2.778)	(1.730)	(4.508)
-	-	-	-	-	2.921	2.921	758	3.679
24	(123)	(999)	(2.381)	(1.297)	20.264	29.446	13.968	43.414
(1)	(128)	(1.196)	(2.381)	(1.292)	18.200	28.325	14.032	42.357
-	-	-	-	-	(1.861)	(1.861)	(1.024)	(2.885)
-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	(26)
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	(36)	(6)	-	(6)
-	-	-	-	-	-	2.214	-	2.214
-	-	-	-	-	169	169	149	318
-	10	-	-	-	-	-	31	31
-	-	(140)	-	444	(8)	(922)	(404)	(1.326)
1	(394)	185	-	-	2.505	2.591	812	3.403
1	(394)	185	-	-	-	86	49	135
-	-	-	-	-	2.505	2.505	763	3.268
-	(512)	(1.151)	(2.381)	(848)	18.943	30.484	13.596	44.080

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2021	2020
Risultato prima delle imposte	4.930	5.255
Rettifiche per:		
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e altri crediti	696	941
Ammortamenti e altri impairment	4.328	4.789
(Proventi)/Oneri finanziari	1.752	1.725
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(428)	(5)
Variazioni del capitale circolante netto:	(3.307)	(2.974)
- rimanenze	(1.141)	(253)
- crediti commerciali	(3.036)	(467)
- debiti commerciali	361	(2.323)
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	(23)	(12)
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	(58)	(260)
- altre attività e passività	590	341
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(2.091)	(1.664)
Atri movimenti	(813)	(1.507)
Cash flow da attività operativa (A)	5.067	6.560
Investimenti in attività materiali, immateriali e in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(7.988)	(6.563)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(277)	(29)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	61	153
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(25)	(43)
Cash flow da attività di investimento (B)	(8.229)	(6.482)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	12.579	2.124
Rimborsi di debiti finanziari	(8.903)	(2.850)
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	3.408	2.877
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non controlling interest	(1.304)	(482)
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride	2.214	-
Vendita/(Acquisto) azioni proprie	(13)	(9)
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	(26)	-
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(4.746)	(4.632)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	3.209	(2.972)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(10)	(548)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	37	(3.442)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾	6.002	9.080
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾	6.039	5.638

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.906 milioni di euro al 1° gennaio 2021 (9.029 milioni di euro al 1° gennaio 2020), "Titoli a breve" pari a 67 milioni di euro al 1° gennaio 2021 (51 milioni di euro al 1° gennaio 2020) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 29 milioni di euro al 1° gennaio 2021.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.936 milioni di euro al 30 settembre 2021 (5.568 milioni di euro al 30 settembre 2020), "Titoli a breve" pari a 86 milioni di euro al 30 settembre 2021 (70 milioni di euro al 30 settembre 2020) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 17 milioni di euro al 30 settembre 2021.

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO ABBREVIATO AL 30 SETTEMBRE 2021

1. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2020, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione delle modifiche ad alcuni principi contabili. In particolare, si evidenzia che dal 1° gennaio 2021 sono divenuti applicabili, al Gruppo Enel, le seguenti modifiche ai principi esistenti.

> *“Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions beyond 30 June 2021”*, emesso il 28 maggio 2020 al fine di consentire ai locatari di non contabilizzare concessioni sui canoni (sospensione dei canoni, dilazioni dei pagamenti dovuti per il leasing, riduzioni di canoni per un periodo di tempo, eventualmente seguite da aumenti dei canoni di locazione in periodi futuri) come modifiche del leasing se sono una diretta conseguenza della pandemia di COVID-19 e soddisfano determinate condizioni. Secondo l’IFRS 16, una modifica del leasing è una modifica dell’oggetto o del corrispettivo di un leasing non prevista nei termini e nelle condizioni contrattuali originarie del leasing; pertanto, le concessioni sui canoni sarebbero modifiche del leasing, a meno che non fossero previste nel contratto originale del leasing. La modifica si applica solo ai locatari, mentre i locatori sono tenuti ad applicare le disposizioni attuali dell’IFRS 16.

La modifica doveva essere applicata fino al 30 giugno 2021 ma, in considerazione del persistere degli impatti della pandemia di COVID-19, il 31 marzo 2021 lo IASB ha

prorogato il periodo di applicazione dell’espedito pratico al 30 giugno 2022.

> *“Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2”*, emesso ad agosto 2020. Le modifiche integrano quelle emesse nel 2019 (“Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - Fase 1”) e affrontano temi che potrebbero influire sull’informativa finanziaria dopo che un indice di riferimento è stato riformato o sostituito con un tasso di riferimento alternativo per effetto della riforma. Gli obiettivi delle modifiche della Fase 2 sono di assistere le società: (i) nell’applicare gli IFRS quando vengono apportate modifiche ai flussi finanziari contrattuali o alle relazioni di copertura a causa della riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse; e (ii) nel fornire informazioni utili agli utilizzatori del bilancio.

Inoltre, quando le esenzioni della Fase 1 cessano di essere applicabili, le società sono tenute a modificare la documentazione della relazione di copertura per riflettere i cambiamenti richiesti dalla riforma IBOR entro la fine dell’esercizio durante il quale vengono apportate le modifiche (tali modifiche non costituiscono una cessazione della relazione di copertura). Gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge, quando si modifica la descrizione di un elemento coperto nella documentazione della relazione di copertura, si ritengono basati sul tasso di riferimento alternativo in base al quale sono determinati i flussi finanziari futuri coperti.

Le modifiche richiederanno di fornire informazioni aggiuntive circa l’esposizione della società ai rischi derivanti dalla “Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse” e sulle relative attività di gestione del rischio.

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. Analogamente, le performance dell’attività di generazione idroelettrica eccellono soprattutto nei mesi invernali e a inizio della primavera in considerazione della maggiore idraulicità stagionale. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tali andamenti, peraltro ulteriormente mitigato dal fatto che le operazioni del Gruppo presentano una variegata distribuzione in entrambi gli emisferi e quindi gli impatti derivanti dai fattori climatici tendono ad

assumere un andamento uniforme nel corso dell'anno, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei 12 mesi chiusi al 30 settembre 2021.

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

Fino al 30 giugno 2021 il Gruppo ha presentato nel Conto economico le valutazioni dei contratti di compravendita delle commodity regolati con consegna fisica ma valutati al fair value, in quanto non rispecchiano i requisiti per l'own use exemption, tra i ricavi e i costi.

Si precisa che l'"IFRS 7 - Strumenti finanziari: Informazioni integrative" consente la presentazione al netto delle valuta-

zioni dei derivati valutati al fair value con contropartita Conto economico o nel prospetto di Conto economico o nelle Note di commento. A tale riguardo, ai fini del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2021, il Gruppo ha optato per la presentazione al netto nel Conto economico. In particolare, il Gruppo ha deciso per una rappresentazione netta dei ricavi e dei costi derivanti dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding nella voce di Conto economico "Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity".

Tale modifica di rappresentazione costituisce un cambio di policy contabile, in accordo con lo "IAS 8 - Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori".

Pertanto, si è reso necessario effettuare la ripresentazione ai soli fini comparativi dei saldi economici riferiti ai periodi precedenti, senza impatti né sul risultato netto né sul patrimonio netto.

Di seguito si riportano le riclassifiche effettuate sui costi, sui ricavi e sui proventi/oneri netti da gestione commodity per la rideterminazione dei dati comparativi.

Milioni di euro	Primi nove mesi 2020	1° semestre 2021	1° semestre 2020
Risultati da valutazione dei contratti di vendita con consegna fisica (IFRS 9)	1.415	5.817	(178)
A - Effetto complessivo sulla voce "Ricavi"	1.415	5.817	(178)
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto con consegna fisica (IFRS 9)	1.297	4.996	22
B - Effetto complessivo sulla voce "Costi"	1.297	4.996	22
C - Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	(118)	(821)	200
Impatto sul risultato operativo (A-B+C)	-	-	-

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 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 2021, è stato rilevato in contropar-

tita 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 alla data del 31 dicembre 2018 fino al 30 settembre 2021.

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 31 dicembre 2020	35,41%
Dal 1° gennaio 2021 al 30 settembre 2021	35,85%

Nel corso dei primi nove mesi del 2021 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 73 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 30 settembre 2021 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico dei primi

nove mesi del 2021, 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 31.12.2020	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 30.09.2021
Totale attività	962	429	(175)	1.216
Totale passività	192	133	(15)	310
Patrimonio netto	770	296 ⁽¹⁾	(160)	906

(1) Il dato include il risultato netto dei primi nove mesi del 2021, negativo per 22 milioni di euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi 2021		
	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	69	(13)	56
Costi	104 ⁽¹⁾	(13) ⁽²⁾	91
Risultato operativo	(35)	-	(35)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	8	2	10
Provent/(Oneri) netti da iperinflazione	73	-	73
Risultato prima delle imposte	46	2	48
Imposte	68	(1)	67
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	(22)	3	(19)
Quota di interessenza del Gruppo	9	(2)	7
Quota di interessenza di terzi	(31)	5	(26)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 45 milioni di euro.

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

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2021, rispetto a quella del 30 settembre 2020 e del 31 dicembre 2020, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2020

- > Nel corso del mese 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 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.

2021

- > In data 8 gennaio 2021 è stata finalizzata la cessione del 100% di Tynemouth Energy Storage per un corrispettivo pari a 1 milione di euro. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili significativi nel Conto economico.
- > In data 20 gennaio 2021 è stata finalizzata la cessione del 100% di Enel Green Power Bulgaria per un corrispettivo pari a 35 milioni di euro. Dalla cessione non sono emersi impatti contabili significativi nel Conto economico.
- > In data 10 marzo 2021 Enel Green Power Italia ha acquistato il 100% della società e-Solar Srl, titolare di un progetto fotovoltaico con una potenza autorizzata di 170,11 MW,

- per un corrispettivo pari a 2,7 milioni di euro.
- > In data 29 marzo 2021 Enel X Srl ha acquisito il 100% di CityPoste Payment SpA, società italiana che offre ai consumatori un accesso diffuso ai servizi di pagamento, su canale sia fisico sia digitale, e consente di effettuare numerose tipologie di transazioni verso i privati e le pubbliche amministrazioni.
- > Nel primo trimestre 2021 si registra la variazione di perimetro per il consolidamento globale delle società rinnovabili australiane precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto per effetto della modifica della governance nelle società e senza l'acquisizione di ulteriori quote. Il processo di Purchase Price Allocation è tuttora in corso e si completerà entro il 31 dicembre 2021.
- > In data 13 maggio 2021 è stata finalizzata la cessione di EGP Solar 1 LLC per un corrispettivo pari a circa 4 milioni di euro.
- > Nei primi nove mesi del 2021 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di 30 società rinnovabili per un valore complessivo di 86 milioni di euro.
- > In data 8 settembre 2021 è stata finalizzata da parte di Enel X North America la cessione di Genability per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro.

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:

- > Enel SpA il 15 marzo ha lanciato un'offerta pubblica di acquisto volontaria parziale sulle azioni di Enel Américas, fino a un massimo di 7.608.631.104 azioni, pari al 10% del capitale sociale a quella data. Il periodo d'offerta ha avuto inizio il 15 marzo e si è concluso il 13 aprile 2021. L'OPA era condizionata all'efficacia della fusione per incorporazione di EGP Américas SpA in Enel Américas SA, che si è realizzata il 1° aprile 2021. Il corrispettivo complessivo è stato pari a 1.271 milioni di euro. A seguito del completamento dell'offerta pubblica di acquisto parziale volontaria e del perfezionamento della fusione di EGP Américas, Enel possiede circa l'82,3% del capitale sociale attualmente in circolazione di Enel Américas.

Acquisizione di CityPoste Payment

In data 29 marzo 2021 Enel X Srl ha acquisito il 100% CityPoste Payment SpA, istituto di pagamento autorizzato a operare da Banca d'Italia per la prestazione di servizi di pagamento, sia attraverso il canale digitale (tramite una piattaforma proprietaria) sia tramite il canale fisico (attraverso il suo network di punti vendita).

Si precisa che per tale acquisizione 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

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	2
Costo dell'acquisizione	21
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>21</i>
Avviamento	19

Acquisizioni società rinnovabili in Spagna

Nei primi nove mesi del 2021 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di 30 società rinnovabili per un valore complessivo di 86 milioni di euro per lo sviluppo e la costruzione di impianti fotovoltaici ed eolici in Spagna.

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	86
Costo dell'acquisizione	86
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>75</i>
Avviamento/(Badwill)	-

Il prezzo complessivo dell'operazione ammonta a 104 milioni di euro in quanto include il ripagamento di debiti detenuti dalle società acquisite verso i precedenti soci.

4. COVID-19

In linea con le raccomandazioni dell'ESMA, contenute nei public statements ⁽⁵⁾ pubblicati nei mesi di marzo, maggio, luglio e ottobre 2020, e della CONSOB, di cui ai "Richiami di attenzione" n. 6/20 del 9 aprile 2020, n. 8/20 del 16 luglio 2020 e n. 1/21 del 16 febbraio 2021, il Gruppo ha continuato a monitorare attentamente l'evoluzione della situazione riguardo alle principali aree di interesse e nei principali Paesi in cui opera, in continuità con quanto già commentato nella Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2020, nel Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2021 e nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021, al fine di valutare, in base alle specifiche circostanze aziendali e alla disponibilità di informazioni affidabili, la rilevanza degli impatti del COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance economica del Gruppo al 30 settembre 2021. A tale riguardo, si evidenzia che i dati consuntivati nei primi nove mesi del 2021 non risentono in modo significativo degli effetti della pandemia da COVID-19.

Come detto, inoltre, per le variazioni dei ricavi e dei crediti non si evidenziano, nei periodi a confronto, andamenti anomali riconducibili agli effetti diretti e/o indiretti della pandemia.

Anche per quanto riguarda le attività non finanziarie ed eventuali adeguamenti di valore delle stesse (IAS 36) nonché la valutazione dei crediti commerciali (IFRS 9), non sono emerse variazioni di rilievo, nel corso dei primi nove mesi del 2021, per effetto della pandemia da COVID-19 meritevoli di approfondimento.

Si segnala, infine, che nei primi nove mesi del 2021 sono partite le campagne di vaccinazione nei diversi Paesi in cui opera il Gruppo ed Enel è fortemente impegnata nell'assistere e supportare i dipendenti nella partecipazione a tali campagne di vaccinazione.

(5) 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 ed ESMA 32-63-1041 del 28 ottobre 2020.

5. Dati economici e patrimoniali per Linea di Business

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali

per Linea di Business 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 che hanno caratterizzato il periodo corrente, si rimanda alle apposite sezioni della Relazione sulla gestione.

Dati economici per Linea di Business

PRIMI NOVE MESI DEL 2021 ⁽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 verso terzi	16.332	4.592	12.366	23.574	1.026	17	7	57.914
Ricavi intersettoriali	6.723	1.754	2.564	38	10	1.335	(12.424)	-
Totale ricavi	23.055	6.346	14.930	23.612	1.036	1.352	(12.417)	57.914
Totale costi	22.635	3.276	9.988	21.791	853	1.411	(12.229)	47.725
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	708	(69)	-	449	-	3	(2)	1.089
Ammortamenti	675	963	1.951	307	131	136	24	4.187
Impairment	25	186	41	736	26	2	-	1.016
Ripristini di valore	(7)	(6)	(29)	(133)	(4)	(1)	1	(179)
Risultato operativo	435	1.858	2.979	1.360	30	(193)	(215)	6.254
Investimenti	418	3.287⁽²⁾	3.433	431	230	71	31	7.901

(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) Il dato non include 87 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

PRIMI NOVE MESI DEL 2020 ^{(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 verso terzi	12.180	3.917	11.637	20.980	749	(5)	7	49.465
Ricavi intersettoriali	5.561	1.367	2.633	512	7	1.294	(11.374)	-
Totale ricavi	17.741	5.284	14.270	21.492	756	1.289	(11.367)	49.465
Totale costi	15.451	1.973	8.556	19.419	688	1.250	(11.247)	36.090
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	(949)	65	-	214	-	1	(1)	(670)
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.

(2) I dati dei ricavi tengono conto di una più puntuale determinazione.

(3) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 del presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Dati patrimoniali per Linea di Business

AL 30 SETTEMBRE 2021

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	10.627	34.107	37.660	252	560	666	11	83.883
Attività immateriali	187	4.926	21.362	3.934	768	449	81	31.707
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	1	1	533	-	50	18	122	725
Crediti commerciali	3.457	2.613	7.286	5.137	463	713	(5.086)	14.583
Altro	4.088	913	2.635	2.174	372	695	(2.167)	8.710
Attività operative	18.360⁽¹⁾	42.560⁽²⁾	69.476	11.497	2.213	2.541	(7.039)	139.608
Debiti commerciali	3.556	2.867	3.958	5.724	561	798	(4.536)	12.928
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	55	152	7.239	38	20	5	(62)	7.447
Fondi diversi	4.173	910	3.623	437	57	659	541	10.400
Altro	2.018	1.718	9.786	3.105	186	185	(2.273)	14.725
Passività operative	9.802	5.647⁽³⁾	24.606	9.304	824	1.647	(6.330)	45.500

- (1) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 968 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 23 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

AL 31 DICEMBRE 2020

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	10.747	30.655	36.718	154	516	699	10	79.499
Attività immateriali	184	4.883	21.490	3.775	676	418	79	31.505
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4	1	340	-	42	14	79	480
Crediti commerciali	2.670	2.053	6.493	4.034	358	755	(4.311)	12.052
Altro	1.433	1.095	2.674	756	297	769	(812)	6.212
Attività operative	15.038⁽¹⁾	38.687⁽²⁾	67.715	8.719	1.889⁽³⁾	2.655	(4.955)	129.748
Debiti commerciali	2.816	2.751	5.405	4.678	426	868	(4.061)	12.883
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	147	152	7.172	42	5	8	(60)	7.466
Fondi diversi	3.528	947	3.794	400	46	603	479	9.797
Altro	1.133	1.434	7.856	2.245	179	1.101	284	14.232
Passività operative	7.624	5.284⁽⁴⁾	24.227	7.365	656	2.580	(3.358)	44.378

- (1) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 855 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 35 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 30.09.2021	al 31.12.2020
Totale attività	208.066	163.453
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	790	861
Altre attività finanziarie non correnti	10.734	6.395
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	2.420	1.539
Altre attività finanziarie correnti	36.151	8.584
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.936	5.906
Attività per imposte anticipate	9.441	8.578
Crediti tributari	2.384	1.294
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	602	548
Attività di settore	139.608	129.748
Totale passività	163.986	121.096
Finanziamenti a lungo termine	53.699	49.519
Derivati finanziari passivi non correnti	7.303	3.606
Finanziamenti a breve termine	9.711	6.345
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.168	3.168
Altre passività finanziarie correnti	30.724	4.153
Passività di imposte differite	9.069	7.797
Debiti per imposte sul reddito	1.198	471
Debiti tributari diversi	1.783	886
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	831	773
Passività di settore	45.500	44.378

Ricavi

6.a Ricavi – Euro 57.914 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Vendite energia elettrica	29.945	25.352	4.593	18,1%
Trasporto energia elettrica	8.088	7.932	156	2,0%
Corrispettivi da gestori di rete	663	681	(18)	-2,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	886	1.018	(132)	-13,0%
Vendite gas	1.917	1.889	28	1,5%
Trasporto gas	405	424	(19)	-4,5%
Vendite di combustibili	1.056	399	657	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	568	556	12	2,2%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	699	563	136	24,2%
Vendite certificati ambientali	131	60	71	-
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	762	594	168	28,3%
Altre vendite e prestazioni	552	556	(4)	-0,7%
Totale ricavi IFRS 15	45.672	40.024	5.648	14,1%
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	15.159	4.995	10.164	-
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo ⁽¹⁾	(4.217)	3.084	(7.301)	-
Contributi per certificati ambientali	234	244	(10)	-4,1%
Rimborsi vari	212	210	2	1,0%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	3	13	(10)	-76,9%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	7	25	(18)	-72,0%
Altri ricavi e proventi	844	870	(26)	-3,0%
Totale ricavi⁽¹⁾	57.914	49.465	8.449	17,1%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 del presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Nei primi nove mesi del 2021 i ricavi da “vendite di energia elettrica” si attestano a 29.945 milioni di euro, in aumento di 4.593 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente (+18,1%). Tale incremento è dovuto sostanzialmente:

- > ai maggiori volumi venduti prevalentemente in Italia (2.716 milioni di euro) e in Brasile (1.780 milioni di euro);
- > alla rilevazione di un indennizzo riconosciuto a Endesa (pari a 188 milioni di euro) in relazione ai diritti di emissione di CO₂ gratuitamente assegnati dal “Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión” (PNA).

L’incremento dei ricavi da “trasporto di energia elettrica” per 156 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2020 è essenzialmente determinato dai maggiori volumi e dall’incremento delle tariffe fissate per l’anno 2021 in Italia.

I “contributi da operatori istituzionali di mercato” sono in

diminuzione di 132 milioni di euro prevalentemente per le minori compensazioni extrapeninsulari in Spagna.

I ricavi per “vendite di combustibili” si incrementano di 657 milioni di euro per i maggiori volumi intermediati a prezzi medi crescenti da Enel Global Trading.

Le “vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto” nei primi nove mesi del 2021 sono in aumento di 168 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente, prevalentemente in Italia nel business e-Home e in Nord America per le attività di demand response.

La variazione positiva delle “vendite di commodity da contratti con consegna fisica” (10.164 milioni di euro) è riferita prevalentemente alle vendite di gas. Tale effetto positivo è stato in parte compensato dai minori risultati delle valutazioni dei contratti chiusi nei primi nove mesi del 2021 (-7.301

milioni di euro), rispetto al corrispondente periodo del 2020, prevalentemente in riferimento alla commodity gas. La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti

di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9.

Milioni di euro	Primi nove mesi			Variazioni
	2021	2020		
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	1.855	1.771	84	4,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(310)	437	(747)	-
Totale energia	1.545	2.208	(663)	-30,0%
Vendite di gas	13.298	3.220	10.078	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(3.905)	2.650	(6.555)	-
Totale gas	9.393	5.870	3.523	60,0%
Vendite di certificati ambientali	6	3	3	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(2)	(3)	1	33,3%
Totale certificati ambientali	4	-	4	-
Totale ricavi	10.942	8.078	2.864	35,5%
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	1.180	2.298	(1.118)	-48,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	98	(181)	279	-
Totale energia	1.278	2.117	(839)	-39,6%
Acquisti di gas	15.528	1.008	14.520	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(3.239)	2.312	(5.551)	-
Totale gas	12.289	3.320	8.969	-
Acquisti di certificati ambientali	(47)	(44)	(3)	-6,8%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(87)	55	(142)	-
Totale certificati ambientali	(134)	11	(145)	-
Totale costi	13.433	5.448	7.985	-
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo	(2.491)	2.630	(5.121)	-
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	(1.519)	(102)	(1.417)	-
Gas	(17.753)	(1.220)	(16.533)	-
Certificati ambientali	(727)	(93)	(634)	-
Totale	(19.999)	(1.415)	(18.584)	-
Contratti di acquisto				
Energia	(876)	52	(928)	-
Gas	(16.832)	(1.293)	(15.539)	-
Certificati ambientali	(572)	(56)	(516)	-
Totale	(18.280)	(1.297)	(16.983)	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	(1.719)	(118)	(1.601)	-
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	(4.210)	2.512	(6.722)	-

Negli “altri ricavi e proventi” si registra un decremento di 26 milioni di euro dovuto prevalentemente alla rilevazione, nei primi nove mesi del 2020, in e-distribuzione di 272 milioni di euro per il reintegro degli oneri di sistema (234 milioni di euro) e dei corrispettivi di rete (38 milioni di euro).

Tale effetto negativo è stato in parte compensato dall’incremento in Enel Green Power North America dei proventi per tax partnership (124 milioni di euro) e dai proventi per l’ecobonus relativo alla riqualificazione energetica e sismica in Enel X Italia (102 milioni di euro).

Costi

6.b Costi – Euro 52.749 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2021	2020	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica ⁽¹⁾	15.833	11.238	4.595	40,9%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.639	1.998	641	32,1%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali ⁽¹⁾	11.452	7.006	4.446	63,5%
Materiali ⁽¹⁾	1.401	1.355	46	3,4%
Costo del personale	4.128	3.101	1.027	33,1%
Servizi e godimento beni di terzi	12.213	11.237	976	8,7%
Ammortamenti e impairment	5.024	5.730	(706)	-12,3%
Oneri per certificati ambientali	762	502	260	51,8%
Altri costi operativi	1.255	1.159	96	8,3%
Costi capitalizzati	(1.958)	(1.506)	(452)	-30,0%
Totale ⁽¹⁾	52.749	41.820	10.929	26,1%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2020 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value dei contratti outstanding alla fine del periodo per compravendita di commodity regolate con consegna fisica. Tale diversa classificazione non ha comportato effetti sui margini rilevati. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 2 del presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

Gli acquisti di “energia elettrica” subiscono un incremento dovuto ai maggiori volumi acquistati a prezzi medi crescenti rispetto ai primi nove mesi del 2020 principalmente in Italia (2.115 milioni di euro) e in America Latina (1.889 milioni di euro). La voce comprende gli acquisti di energia elettrica da contratti con consegna fisica (IFRS 9) e i risultati delle valutazioni relative ai contratti chiusi nei primi nove mesi del 2021, che registrano un incremento di 279 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2020.

L’andamento crescente dei costi per “consumi di combustibili per generazione di energia elettrica” risente di un aumento dei volumi intermediati.

L’incremento dei costi per l’acquisto di “combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali” riflette essenzialmente l’effetto prezzo sulle commodity, soprattutto del gas. La voce comprende gli acquisti di gas da contratti con consegna fisica (IFRS 9) e i risultati delle valutazioni relative ai contratti chiusi nei primi nove mesi del 2021, che registrano una riduzione di 5.551 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2020, che tiene conto dell’andamento di mercato dei prezzi delle commodity.

Nei primi nove mesi del 2021 il “costo del personale” è pari a 4.128 milioni di euro e presenta un incremento di 1.027 milioni di euro. La variazione è da riferire prevalentemente a:

- > maggiori costi in Italia per la sottoscrizione del nuovo accordo quadro in applicazione dell’art 4, commi 1-7 *ter*, legge n. 92/2012, per il quale sono stati accantonati 751 milioni di euro al fondo per ristrutturazione e digitalizzazione;
- > minori costi in Spagna rilevati nei primi nove mesi del 2020, per il rilascio del fondo relativo allo sconto energia per 515 milioni di euro.

Tali effetti risultano solo parzialmente compensati da maggiori costi registrati in Spagna, sempre nei primi nove mesi del 2020, dovuti principalmente a un ulteriore accantonamento di 159 milioni di euro al fondo “*Plan de Salida*”, per la soppressione dell’opzione estintiva dell’accordo individuale relativamente alla sospensione del rapporto di lavoro per determinati contratti individuali conseguente alla firma del nuovo contratto collettivo citato in precedenza.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2021 è pari a 66.021 dipendenti, di cui 36.153 impegnati all’estero. L’organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2021 si

decrementa di 696 unità. Tale variazione è riferibile al saldo tra assunzioni e cessazioni (-719 unità) nonché alle variazioni di perimetro (+23 unità), principalmente dovute alla cessione della società Enel Green Power Bulgaria e all'acquisizione della società CityPoste Payment SpA in Italia.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2020 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2020	66.717
Assunzioni	3.692
Cessazioni	(4.411)
Variazioni di perimetro	23
Consistenza al 30 settembre 2021	66.021

I costi per "servizi e godimento beni di terzi" nei primi nove mesi del 2021 hanno subito un incremento di 976 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2020, principalmente dovuto:

- > a un aumento degli altri costi per servizi imputabili ai maggiori costi per servizi connessi al business elettrico e del gas e a quelli per il business dei servizi a valore aggiunto;
- > agli accantonamenti effettuati per gli oneri connessi alla riconversione degli impianti operata in Italia ai fini della transizione energetica;
- > a un aumento dei costi per vettoriamenti passivi registrato in Italia per l'aumento dei volumi intermediati e dei corrispettivi applicati, parzialmente compensato da una diminuzione degli stessi in Spagna dovuta al minor prezzo medio applicato.

Gli "ammortamenti e impairment" dei primi nove mesi del 2021 registrano un andamento significativamente decrescente dovuto principalmente ai minori impairment di attività materiali e di crediti commerciali per un valore complessivo di 1.015 milioni di euro, solo in parte compensati dai maggiori impairment per 165 milioni di euro registrati in Costa Rica sull'impianto idroelettrico in concessione di PH Chucas.

Gli impairment di immobili, impianti e macchinari diminuiscono di 749 milioni di euro per la rilevazione nei primi nove mesi del 2020 delle perdite di valore relative all'impianto di Bocamina II in Cile (per 737 milioni di euro).

L'impairment dei crediti commerciali registra un decremento di 266 milioni di euro rispetto al periodo di confronto imputabile alle minori svalutazioni operate in Italia e in

America Latina, dove lo scorso anno, in seguito alla pandemia da COVID-19, erano state temporaneamente riviste al ribasso le stime di recuperabilità dei crediti commerciali.

Gli "oneri per certificati ambientali" subiscono un incremento di 260 milioni di euro in particolare per la crescita significativa dei prezzi registrata nei primi nove mesi della commodity CO₂.

Negli "altri costi operativi" si rilevano maggiori oneri per imposte e tasse, per 34 milioni di euro in Spagna, imputabili all'imposta sulla produzione di energia elettrica e sui combustibili nella generazione elettrica termo-convenzionale e nucleare.

Nei primi nove mesi del 2021 i "costi capitalizzati" registrano un incremento di 452 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, attribuibile prevalentemente ai maggiori investimenti sugli impianti di distribuzione in concessione in America Latina e ai maggiori investimenti in infrastrutture e reti in Italia per l'installazione dei contatori di nuova generazione, effettuati nei primi nove mesi dell'anno.

6.c Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity - Euro 1.089 milioni

I proventi netti da gestione commodity ammontano a 1.089 milioni di euro nei primi nove mesi del 2021 (oneri netti per 670 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e risultano così composti:

- > oneri netti derivanti dalla gestione di derivati designati come strumenti di copertura per 89 milioni di euro (proventi netti per 2 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020);
- > proventi netti su derivati al fair value con impatto a Conto economico per 2.897 milioni di euro (oneri netti per 554 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020);
- > oneri netti da valutazione dei contratti outstanding di acquisto e vendita di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) per 1.719 milioni di euro (oneri netti per 118 milioni di euro nei primi nove mesi del 2020). Per un maggior dettaglio si rimanda alla nota 2 e alla nota 6.a del presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021.

6.d Oneri finanziari netti – Euro 1.752 milioni

Gli oneri finanziari netti subiscono un incremento di 27 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2020.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2021 ammontano a 3.651 milioni di euro, con un incremento di 765 milioni rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (2.886 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- > all'incremento dei proventi da strumenti derivati per 943 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;
- > all'incremento dei proventi maturati su attività finanziarie per accordi pubblici in concessione per 115 milioni di euro prevalentemente nelle società brasiliane;
- > alla rilevazione di proventi finanziari per 72 milioni di euro in Spagna essenzialmente per gli interessi di mora maturati in relazione al diritto di Endesa a essere indennizzata per la riduzione della remunerazione conseguita in passato, con riferimento all'assegnazione dei diritti di emissione di CO₂ del "Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión" (PNA);
- > all'aumento dei proventi relativi all'adeguamento di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge per 42 milioni di euro.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento delle differenze positive di cambio, per 427 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 (-583 milioni di euro) ed Enel SpA (-178 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento dei proventi da differenze cambio in Enel Chile (180 milioni di euro), Enel Green Power México (81 milioni di euro) ed Enel Américas (66 milioni di euro).

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2021 ammontano invece a 5.476 milioni di euro, con un incremento di 821 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2020. Tale variazione è riferibile principalmente ai seguenti fenomeni:

- > all'incremento delle differenze negative di cambio per 758 milioni di euro, che riguarda prevalentemente Enel Finance International (728 milioni di euro), Enel SpA (99 milioni di euro) ed Enel Chile (170 milioni di euro), parzialmente compensato dal decremento degli oneri da differenze cambio in Enel Américas (-122 milioni di euro) ed Enel Green Power Brasile (-141 milioni di euro);

- > all'incremento degli altri oneri riferito principalmente a Enel Finance International per 451 milioni di euro essenzialmente per la rilevazione di oneri finanziari relativi alla cash consideration pagata in relazione all'offerta volontaria non vincolante ("Tender Offer") volta al riacquisto, e alla successiva cancellazione, di sette serie di obbligazioni convenzionali in circolazione;
- > a Enel Américas per 80 milioni di euro soprattutto per maggiori oneri finanziari verso CAMMESA.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento degli oneri da strumenti derivati per 506 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 2021 ammontano a 73 milioni di euro, con un incremento di 29 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (44 milioni di euro).

6.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 428 milioni

La quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nei primi nove mesi del 2021 è pari a complessivi 428 milioni di euro. La variazione, pari a 423 milioni di euro, è dovuta principalmente all'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding. Gli altri movimenti risentono dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

6.f Imposte – Euro 1.662 milioni

Le imposte dei primi nove mesi del 2021 ammontano a 1.662 milioni di euro e si incrementano di 86 milioni di euro. L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte nei primi nove mesi del 2021 è del 33,7%, a fronte di un'incidenza del 30% nei primi nove mesi del 2020. Tale maggiore incidenza risente essenzialmente dei seguenti fenomeni:

- > gli adeguamenti della fiscalità differita e corrente a seguito delle riforme fiscali approvate dal Governo argentino e da quello colombiano che hanno comportato l'incremento dell'aliquota fiscale rispettivamente dal 25% al 35% in Argentina e dal 30% al 35% in Colombia;

- > maggiori accantonamenti di imposte da parte di Enel Iberia per adeguamento della fiscalità differita;
- > mancata rilevazione di una parte della fiscalità differita attiva associata alle svalutazioni di PH Chucas per l'incertezza circa la sua futura recuperabilità;
- > maggiori imposte legate al riversamento di un credito fiscale di Enel Green Power SpA (25 milioni di euro) a seguito dell'operazione di riorganizzazione della Linea di Business Enel Green Power in America Latina che si è completata nel mese di aprile 2021.

Attività

7.a Attività non correnti – Euro 139.770 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2021 a 100.912 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 4.423 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente ad ammortamenti e impairment su tali attività (4.331 milioni di euro) e alle differenze cambio negative (24 milioni di euro). Tali effetti sono in parte mitigati dagli investimenti del periodo (7.901 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 13.837 milioni di euro, presenta un incremento di 58 milioni di euro principalmente attribuibile all'effetto cambio positivo delle società brasiliane nonché alla variazione di perimetro positiva per l'acquisizione di CityPoste Payment SpA (19 milioni di euro), il cui effetto è in parte mitigato dall'allocazione della PPA delle due società panamensi Jagüito Solar e Progreso Solar.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 790 milioni di euro, si riducono di 71 milioni di euro rispetto al valore rilevato alla chiusura dell'esercizio precedente.

Gli effetti negativi della movimentazione sono principalmente riconducibili:

- > agli impatti negativi della movimentazione, *pro quota*, delle riserve OCI delle società valutate con equity method (per 392 milioni di euro) che si riferiscono principalmente alla quota efficace dei derivati di cash flow hedge di Slovak Power Holding;
- > agli effetti negativi delle variazioni di perimetro registrate in Australia (31 milioni di euro) per l'ingresso nel perimetro di consolidamento delle società appartenenti al Gruppo Enel Green Power Bungala, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto.

Tali effetti negativi sono stati compensati da:

- > i risultati di pertinenza del Gruppo delle società valutate con equity method (per 428 milioni di euro), il cui maggior contributo è riconducibile principalmente a Slovak Power Holding nonché a Rusenergosbyt, solo parzialmente compensati dai risultati negativi delle altre società;
- > gli incrementi di capitale, in particolare di OpEn Fiber per 70 milioni di euro;
- > i dividendi distribuiti nel periodo (per 67 milioni di euro), principalmente da Runergosbyt e alcune società spagnole;
- > l'andamento del cambio, soprattutto del dollaro statunitense.

Le *altre attività non correnti* includono:

Milioni di euro				
	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	9.441	8.578	863	10,1%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.833	2.745	88	3,2%
Altre attività finanziarie non correnti	7.901	3.650	4.251	-
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	238	186	52	28,0%
Altri crediti a lungo termine	3.818 ⁽¹⁾	2.612 ⁽²⁾	1.206	46,2%
Totale	24.231	17.771	6.460	36,4%

(1) La voce include investimenti in Attività derivanti da contratti con i clienti per 619 milioni di euro

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

L'incremento del periodo è dovuto sostanzialmente:

- > all'incremento delle "attività per imposte anticipate", dovuto prevalentemente all'aumento della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value degli strumenti finanziari derivati;
- > all'incremento delle "altre attività finanziarie non correnti", da riferire essenzialmente all'aumento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione in America Latina per 421 milioni di euro e all'incremento del fair value dei contratti derivati per 3.821 milioni di euro, di cui 1.742 milioni di euro riferiti ai derivati designati di cash flow hedge e per 2.079 milioni di euro ai derivati al FVTPL;
- > all'incremento degli "altri crediti a lungo termine" essenzialmente riconducibile all'incremento dei crediti tributari a lungo termine che accolgono principalmente la rilevazione dell'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile, che in seguito alla notifica delle relative sentenze ha comportato la rilevazione di maggiori crediti e debiti tributari

per 914 milioni di euro, e all'incremento delle attività da contratti con i clienti non correnti per 222 milioni di euro.

7.b Attività correnti - Euro 66.724 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 3.534 milioni di euro e presentano un incremento di 1.133 milioni di euro, registrato principalmente in Italia, essenzialmente riconducibile alle maggiori quote di CO₂ per il minor ricorso alla generazione termica.

I *crediti commerciali*, pari a 14.573 milioni di euro, si incrementano di 2.527 milioni di euro, prevalentemente in Spagna (1.272 milioni di euro) e in America Latina (1.033 milioni di euro).

Le *altre attività correnti* sono dettagliate come segue.

Milioni di euro	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.499	4.971	(472)	-9,5%
Altre attività finanziarie correnti	31.652	3.613	28.039	-
Crediti tributari	2.384	1.294	1.090	84,2%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.987	1.258	729	57,9%
Altri crediti a breve termine	2.159	1.648	511	31,0%
Totale	42.681	12.784	29.897	-

L'incremento del periodo, pari a 29.897 milioni di euro, è dovuto principalmente:

- > alla variazione in aumento delle "altre attività finanziarie correnti" riconducibile prevalentemente alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati (pari a 31.472 milioni di euro al 30 settembre 2021 e a 3.470 milioni di euro al 31 dicembre 2020);
- > 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 Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, vantati principalmente da Servizio Elettrico Nazionale (630 milioni di euro) e connessi ai meccanismi di perequazione;
- > all'aumento degli "altri crediti a breve termine", prevalentemente riconducibile ai maggiori risconti attivi (128 milioni di euro) riferiti principalmente ai canoni per la derivazione di acqua a uso industriale e a partite connesse al personale nonché all'incremento degli altri crediti e altre attività correnti verso terzi.

La variazione del periodo è parzialmente compensata dalla riduzione delle "attività finanziarie correnti incluse nell'inde-

bitamento" attribuibile alla diminuzione dei crediti finanziari a breve termine (602 milioni di euro), connessa essenzialmente ai minori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati.

7.c Attività classificate come possedute per la vendita - Euro 1.572 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 2021 accoglie principalmente alcune società rinnovabili in Africa destinate alla vendita per 1.008 milioni di euro e la partecipazione in OpEn Fiber valutata con il metodo del patrimonio netto, il cui valore è pari a 559 milioni di euro.

Si segnala inoltre che nel corso dei primi nove mesi del 2021

si è finalizzata la cessione delle società di Enel Green Power in Bulgaria, precedentemente classificate come disponibili per la vendita.

Patrimonio netto e passività

7.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 30.484 milioni

L'incremento dei primi nove mesi del 2021 del patrimonio netto del Gruppo, pari a 2.159 milioni di euro, è riferibile principalmente all'utile di competenza del periodo (2.505 milioni di euro) e alla sottoscrizione di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido per un valore complessivo di 2.214 milioni di euro, al netto dei costi di transazione.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla distribuzione dei dividendi e degli interessi su obbligazioni ibride perpetue per complessivi 1.887 milioni di euro e dalla variazione negativa della riserva conversione bilanci in valuta estera dovuta principalmente agli effetti della variazione di perimetro relativa all'acquisto del 17,3% di Enel Américas.

7.e Passività non correnti - Euro 90.056 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 53.699 milioni di euro (49.519 milioni di euro al 31 dicembre 2020), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 41.137 milioni di euro (38.357 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e da finanziamenti bancari e verso altri finanziatori per 12.562 milioni di euro (11.162 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Tale voce registra una variazione positiva di 4.180 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 sostanzialmente dovuta all'incremento dei prestiti obbligazionari (2.780 milioni di euro), principalmente per effetto dell'emissione, nel mese di settembre, di un "sustainability-linked bond" multitranché per un valore totale di 3.500 milioni di euro da parte di Enel Finance International, e all'incremento dei finanziamenti bancari e degli altri finanziamenti per 1.400 milioni di euro prevalentemente in America Latina, Spagna e Nord America.

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 18.205 milioni di euro al 30 settembre 2021 (16.535 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 2.472 milioni di euro, in diminuzione di 492 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, prevalentemente per maggiori accantonamenti in Brasile e Colombia e per gli utilizzi del periodo prevalentemente in Italia, Brasile e Spagna;
- > fondi rischi e oneri pari a 7.920 milioni di euro (1.256 milioni di euro relativi al breve termine). Tale voce comprende, tra gli altri, il fondo contenzioso legale per 839 milioni di euro (820 milioni di euro al 31 dicembre 2020), il fondo per decommissioning nucleare per 599 milioni di euro (596 milioni di euro al 31 dicembre 2020), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 2.095 milioni di euro (2.116 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e il fondo oneri su imposte e tasse per 289 milioni di euro (331 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Il fondo oneri per incentivo all'esodo e altri piani di ristrutturazione per 857 milioni di euro (1.067 milioni di euro al 31 dicembre 2020), registrato principalmente in Italia e Spagna, fa riferimento alla stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative, mentre il fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica per 1.336 milioni di euro (759 milioni di euro al 31 dicembre 2020) include la stima 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 oltreché dei ruoli e delle competenze dei dipendenti.

La principale variazione dei fondi rischi e oneri nei primi nove mesi del 2021 è riconducibile soprattutto agli accantonamenti del periodo, relativi in Italia al fondo per oneri ambientali per la riconversione degli impianti nell'ambito del processo di transizione energetica e all'adeguamento dei fondi per i certificati ambientali dovuto soprattutto al rialzo dei prezzi, al fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica in Italia, Brasile e Cile e ai nuovi accantonamenti per fondo contenzioso legale in Brasile e Spagna.

Gli utilizzi del periodo sono registrati soprattutto in Italia e Spagna sui fondi oneri per incentivo all'esodo e altri piani di ristrutturazione e sui fondi per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica;

- > passività per imposte differite per 9.069 milioni di euro (7.797 milioni di euro al 31 dicembre 2020), con un incremento di 1.272 milioni di euro, dovuto principalmente

all'aumento, registrato soprattutto in Italia, della fiscalità differita legata all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge.

Le *altre passività non correnti* sono pari a 18.152 milioni di euro (13.255 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e si incrementano di 4.897 milioni di euro sostanzialmente per:

- > l'incremento delle altre passività finanziarie per 3.701 milioni di euro, che si riferisce essenzialmente al fair value degli strumenti finanziari derivati designati di cash flow hedge (per 3.058 milioni di euro) e al fair value degli strumenti finanziari derivati al FVTPL (per 638 milioni di euro);
- > l'incremento delle altre passività per 1.195 milioni di euro che include principalmente la rilevazione dell'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile (già dettagliato nelle "Altre attività non correnti") di 914 milioni di euro.

7.f Passività correnti - Euro 73.077 milioni

I *finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finan-*

Milioni di euro				
	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.913	1.481	432	29,2%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.512	4.012	500	12,5%
Passività finanziarie correnti	30.724	4.153	26.571	-
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	573	644	(71)	-11,0%
Debiti tributari	2.981	1.357	1.624	-
Altri	5.578	6.960	(1.382)	-19,9%
Totale	46.281	18.607	27.674	-

La variazione del periodo è essenzialmente dovuta:

- > all'incremento delle "passività finanziarie correnti", riconducibile principalmente ai derivati al FVTPL (per 25.248 milioni di euro) e ai derivati designati di cash flow hedge (per 1.317 milioni di euro);
- > all'incremento dei "debiti tributari", riferito principalmente all'Italia e attribuibile ai debiti relativi all'imposta sul valore aggiunto nonché alla stima delle imposte sul reddito del periodo, tenuto conto delle modalità di liquidazione periodica;
- > alla riduzione della voce "altri", riconducibile principalmente al pagamento dei dividendi avvenuto nel corso dei primi nove mesi del 2021, parzialmente compensata dall'incremento delle quote correnti dei fondi per certificati ambientali registrato in Italia.

ziamenti a lungo termine si incrementano di 4.366 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > all'aumento dei finanziamenti a breve termine per 3.366 milioni di euro, riferito prevalentemente:
 - all'incremento di commercial paper (per 2.666 milioni di euro);
 - all'aumento di cash collateral e altri finanziamenti per operatività sui derivati (per 917 milioni di euro);
 - alla riduzione dei finanziamenti a breve termine per flussi di cassa da versare a società di factoring (per 213 milioni di euro);
- > all'aumento delle quote correnti di finanziamenti a lungo termine per 1.000 milioni di euro, derivante soprattutto:
 - dall'incremento dei prestiti obbligazionari (per 1.194 milioni di euro), riferito principalmente alla riclassifica della quota a breve termine;
 - dal decremento dei prestiti bancari (per 133 milioni di euro).

Le *altre passività correnti* sono di seguito dettagliate.

7.g Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita - Euro 853 milioni

Il saldo al 30 settembre 2021 accoglie prevalentemente le passività riferite ad alcune società destinate alla vendita che operano nel settore della generazione rinnovabile in Africa per 847 milioni di euro.

8. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, al 30 settembre 2021 e al 31 dicembre 2020, in linea con le di-

sposizioni CONSOB del 28 luglio 2006 e con quanto previsto dall'orientamento n. 39, emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e dal Richiamo di Attenzione n. 5/21 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazioni	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	6	42	(36)	-85,7%
Depositi bancari e postali	5.386	5.699	(313)	-5,5%
Disponibilità liquide	5.392	5.741	(349)	-6,1%
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	544	165	379	-
Titoli	86	67	19	28,4%
Crediti finanziari a breve termine	2.859	3.476	(617)	-17,8%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.554	1.428	126	8,8%
Altre attività finanziarie correnti	4.499	4.971	(472)	-9,5%
Liquidità	10.435	10.877	(442)	-4,1%
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(715)	(711)	(4)	-0,6%
Commercial paper	(7.520)	(4.854)	(2.666)	-54,9%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.556)	(785)	(771)	-98,2%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	(9.791)	(6.350)	(3.441)	-54,2%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.236)	(1.369)	133	9,7%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.605)	(1.412)	(1.193)	-84,5%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(326)	(387)	61	15,8%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	(4.167)	(3.168)	(999)	-31,5%
Indebitamento finanziario corrente	(13.958)	(9.518)	(4.440)	-46,6%
Indebitamento finanziario corrente netto	(3.523)	1.359	(4.882)	-
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziari	(9.911)	(8.663)	(1.248)	-14,4%
Debiti verso altri finanziatori	(2.651)	(2.499)	(152)	-6,1%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	(12.562)	(11.162)	(1.400)	-12,5%
Obbligazioni	(41.137)	(38.357)	(2.780)	-7,2%
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	-	-	-	-
Indebitamento finanziario non corrente	(53.699)	(49.519)	(4.180)	-8,4%
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	(57.222)	(48.160)	(9.062)	-18,8%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.833	2.745	88	3,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(54.389)	(45.415)	(8.974)	-19,8%

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

Si precisa che il presente prospetto della posizione finanziaria netta non include le attività e passività finanziarie relative a derivati in quanto i contratti derivati non designati in hedge accounting sono in ogni caso stipulati dal Gruppo, essenzialmente, con finalità di copertura gestionale. In particolare, al 30 settembre 2021 il Gruppo ha rilevato: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 5.057 milioni di euro (1.236 milioni di

euro al 31 dicembre 2020), "Derivati finanziari attivi correnti" per 31.472 milioni di euro (3.471 milioni di euro al 31 dicembre 2020), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 7.302 milioni di euro (3.606 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 30.096 milioni di euro (3.531 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

ALTRE INFORMAZIONI

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.

9. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica,

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 rispettivamente in essere nei primi nove mesi del 2021 e del 2020 e al 30 settembre 2021 e al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre	Totale primi nove mesi 2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Totale ricavi	-	1.511	207	2.062	158	3.938	286	4.224	57.914	7,3%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	1	1	70	71	4.208	1,7%
Energia elettrica, gas e combustibile	2.273	3.149	-	1.818	-	7.240	166	7.406	32.920	22,5%
Servizi e altri materiali	-	38	1	2.089	32	2.160	115	2.275	10.625	21,4%
Altri costi operativi	4	165	-	8	1	178	-	178	2.017	8,8%
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	-	-	-	2	-	2	7	9	1.089	0,8%
Altri oneri finanziari	-	-	-	7	2	9	17	26	5.960	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre	Totale al 30.09.2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	1.277	1.277	24.231	5,3%
Crediti commerciali	-	171	9	679	21	880	361	1.241	14.573	8,5%
Altre attività correnti	-	6	65	65	4	140	256	396	42.681	0,9%
Altre passività non correnti	-	-	-	1	4	5	177	182	18.152	1,0%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	581	-	581	346	927	53.699	1,7%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-	89	19	108	13.879	0,8%
Debiti commerciali	1.048	316	-	1.064	9	2.437	184	2.621	12.917	20,3%
Altre passività correnti	-	-	-	30	43	73	32	105	46.281	0,2%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	80	-	11	58	149	-	149		
Garanzie ricevute	-	-	-	138	36	174	-	174		
Impegni	-	-	-	416	2	418	-	418		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre	Totale primi nove mesi 2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Totale ricavi	-	537	216	1.824	137	2.714	155	2.869	49.465	5,8%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	48	48	3.239	1,5%
Energia elettrica, gas e combustibile	1.421	1.443	-	781	1	3.646	142	3.788	17.944	21,1%
Servizi e altri materiali	2	26	2	1.856	72	1.958	103	2.061	14.901	13,8%
Altri costi operativi	1	138	-	6	-	145	-	145	1.661	8,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione commodity	-	-	-	2	-	2	-	2	(670)	-0,3%
Altri oneri finanziari	-	-	-	10	-	10	37	47	4.964	0,9%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre	Totale al 31.12.2020	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2020	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	1.165	1.165	17.771	6,6%
Crediti commerciali	-	35	15	569	29	648	215	863	12.046	7,2%
Altre attività correnti	-	9	84	63	3	159	195	354	12.784	2,8%
Altre passività non correnti	-	-	-	4	6	10	151	161	13.255	1,2%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	625	-	625	359	984	49.519	2,0%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-	89	19	108	3.168	3,4%
Debiti commerciali	554	83	746	748	5	2.136	69	2.205	12.859	17,1%
Altre passività correnti	-	-	-	15	14	29	24	53	18.607	0,3%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	250	-	13	83	346	-	346		
Garanzie ricevute	-	-	-	157	36	193	-	193		
Impegni	-	-	-	102	2	104	-	104		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura 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. Tale procedura (reperibile all'indirizzo <https://www.enel.com/it/investitori/governance/statuto-regolamenti-politiche> sia nella versione vigente sino al 30 giugno 2021 sia nella versione da ultimo modificata dal Consiglio di Amministrazione nel medesimo mese di giugno 2021 e con efficacia dal 1° luglio 2021) individua una serie di regole volte ad assicurare la traspa-

renza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata 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 2021 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, e successive modifiche e integrazioni.

10. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro			
	al 30.09.2021	al 31.12.2020	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	7.760	11.451	(3.691)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	72.378	67.400	4.978
- acquisti di combustibili	53.025	41.855	11.170
- forniture varie	1.393	1.511	(118)
- appalti	4.624	3.604	1.020
- altre tipologie	6.838	4.348	2.490
Totale	138.258	118.718	19.540
TOTALE	146.018	130.169	15.849

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2021 a 72.378 milioni di euro, di cui 18.680 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2021-2025, 17.393 milioni di euro relativi al periodo 2026-2030, 14.745 milioni di euro al periodo 2031-2035 e i rimanenti 21.560 milioni di euro con scadenza successiva. Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta este-

ra), ammontano al 30 settembre 2021 a 53.025 milioni di euro, di cui 9.674 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2021-2025, 24.110 milioni di euro relativi al periodo 2026-2030, 11.283 milioni di euro al periodo 2031-2035 e i rimanenti 7.958 milioni di euro con scadenza successiva. Le "altre tipologie" includono principalmente gli impegni per la compliance ambientale e per i maggiori volumi previsti dal nuovo piano di investimenti.

11. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2020, cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Centrale di Brindisi - "Ceneri"

Con riferimento all'indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce nel 2017, afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", la centrale Enel di Brindisi è stata al centro di un'indagine penale che ha dato luogo a un decreto di sequestro preventivo con facoltà d'uso soggetto a particolari accorgimenti tecnici disponendo, altresì, il sequestro di beni e crediti a danno di Enel Produzione fino alla concorrenza di una somma pari a circa 523 milioni di euro. Il 1° agosto 2018 la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della centrale di Brindisi, con la conseguente cessazione della custodia/amministrazione giudiziaria dell'impianto e il riaccredito a Enel Produzione della somma sequestrata. Infatti, durante le indagini, in data 2 febbraio 2018 è stato disposto un incidente probatorio a seguito del quale i periti indipendenti nominati dal Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Lecce hanno elaborato una perizia, depositata il 16 luglio 2018 in forma preliminare e il 10 ottobre 2018 in forma definitiva, che ha confermato la non pericolosità delle ceneri, ritenendole idonee al riutilizzo nel ciclo del cemento, nonché la correttezza dei processi di gestione della centrale. Tuttavia, la fase delle indagini preliminari risultava comunque pendente nei confronti sia degli indagati persone fisiche sia della società ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. In data 10 ottobre 2018 è stata depositata la "Relazione tecnica definitiva". Il 6 dicembre 2018 il Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Lecce, su richiesta della Procura, aveva disposto per il 22 gennaio 2019 la fissazione dell'udienza per l'esame dei periti sulla consulenza depositata. Il Giudice per le Indagini Preliminari ha poi rinviato l'udienza al 15 aprile 2019. All'esito di detta udienza, i periti nominati hanno nuovamente ribadito la correttezza della qualificazione e la non pericolosità delle ceneri prodotte dalla centrale termoelettrica e la possibilità del loro impiego nella produzione del cemento.

In seguito, all'udienza preliminare del 4 marzo 2021 le difese hanno avuto modo di discutere l'ammissibilità degli atti di costituzione di parte civile depositati dalla Regione Puglia e dal Comune di Brindisi. All'esito della discussione,

il Giudice dell'Udienza Preliminare si è riservato sulla decisione e ha fissato la prosecuzione dell'udienza in data 17 settembre 2021. A tale ultima udienza, il Giudice dell'Udienza Preliminare ha preliminarmente accolto la costituzione di parte civile del Comune di Brindisi e della Regione Puglia, contestata in precedenza dalla difesa e su cui si era riservato. Successivamente, si è tenuta la discussione del Pubblico Ministero e delle parti civili, nonché un primo intervento delle difese, le cui discussioni sono proseguite all'udienza del 22 ottobre 2021. A seguito di detta udienza, il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati avanti al Tribunale di Brindisi all'udienza del 9 dicembre 2021.

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

Con riguardo al giudizio di rinvio disposto della sentenza della Corte di Cassazione del 1° ottobre 2020, in merito al procedimento penale che ha coinvolto Enel Produzione, citata in qualità di responsabile civile, e alcuni dipendenti della società per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose in riferimento a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale termoelettrica di Brindisi Sud, con decreto del 15 giugno 2021 è stata ordinata la citazione a giudizio degli imputati avanti la Sezione Promiscua Penale della Corte d'Appello di Lecce per l'udienza del 14 luglio 2021, successivamente rinviata all'8 settembre 2021, data in cui si è tenuta la discussione da parte del Procuratore Generale e delle parti civili costituite. La prossima udienza è fissata il 10 novembre 2021 per la discussione delle difese.

Con riferimento al processo penale pendente dinanzi al 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 alla gestione dello smaltimento dei rifiuti prodotti dalla centrale termoelettrica di Brindisi, la fase di discussione si è conclusa all'udienza del 13 maggio 2021, nel corso della quale le difese hanno rassegnato le rispettive conclusioni. All'udienza del 17 giugno 2021 il Tribunale di Vibo Valentia ha dato lettura del dispositivo della sentenza, dichiarando non doversi procedere nei confronti degli imputati in ordine ai reati loro ascritti per intervenuta prescrizione, escludendo, inoltre, che si sia verificato alcun reato ai sensi dell'art. 434, comma 2 c.p.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Con riguardo al giudizio di rinvio pregiudiziale pendente dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) ai sensi dell'art. 267 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea, volto a rispondere ad alcuni quesiti circa l'interpretazione del concetto di "abuso di posizione dominante", nell'ambito del giudizio d'appello, attualmente sospeso, avviato da Enel SpA, Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) dinanzi al Consiglio di Stato, le società hanno presentato le rispettive memorie e, successivamente, EE e SEN hanno preso parte all'udienza dibattimentale tenutasi il 9 settembre 2021. Il 9 dicembre 2021 è fissata l'udienza pubblica, nella quale si attende anche la presentazione delle conclusioni da parte dell'Avvocato Generale. Con riguardo al procedimento dinanzi al Consiglio di Stato, l'udienza fissata l'11 novembre 2021 per la discussione finale di merito è stata rinviata a data da destinarsi in attesa della conclusione del giudizio pendente dinanzi alla CGUE.

Contenzioso BEG

Francia

Con riferimento al giudizio avviato da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in Francia, il 4 maggio 2021 la Corte d'Appello ha emesso una sentenza con la quale ha rigettato integralmente il ricorso di ABA, condannandola a rifondere a Enel ed Enelpower 200.000,00 euro ciascuna a titolo di spese legali. In particolare, la Corte d'Appello ha confermato integralmente quanto statuito nella sentenza del Tribunal de Grande Instance di Parigi del 29 gennaio 2018 con riguardo all'inconciliabilità della sentenza albanese con il lodo arbitrale del 2002, il quale, avendo valore di cosa giudicata ai sensi del diritto francese, non necessita di un controllo incidentale da parte del giudice. In data 21 giugno 2021 si è appreso che ABA ha presentato ricorso dinanzi la Cour de Cassation avverso la sentenza della Corte d'Appello di Parigi.

Olanda

Con riguardo al procedimento avviato da ABA per ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in Olanda, il 16 luglio 2021 la Corte Suprema ha rigettato integralmente le pretese di ABA condannandola a rifondere le spese del giu-

dizio. La decisione è passata in giudicato e, pertanto, nessun giudizio è pendente nei Paesi Bassi.

Incentivi ambientali - Spagna

In merito al procedimento investigativo avviato - conseguentemente alla Decisione della Commissione dell'Unione Europea (Commissione) del 27 novembre 2017 sul tema degli incentivi ambientali per le centrali termoelettriche - dalla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione ai sensi dell'art. 108, comma 2, del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di stato compatibile con il mercato interno, il ricorso presentato da Gas Natural (oggi Naturgy) dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea contro la decisione della Commissione è stato rigettato l'8 settembre 2021.

Bonus Sociale - Spagna

In merito alla questione pregiudiziale sollevata dalla Corte Suprema spagnola dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) per accertare l'incompatibilità dell'art. 45, comma 4, della Legge del Settore Elettrico n. 24/2013 del 26 dicembre con la direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2009/72/CE del 13 luglio 2009 circa l'obbligo di Endesa di finanziare il Bonus Sociale, il 15 aprile 2021 l'Avvocato Generale ha emesso un parere favorevole a Endesa. Il 14 ottobre 2021 la CGUE ha risolto la questione pregiudiziale, riconoscendo l'incompatibilità dell'art. 45, comma 4, della Legge del Settore Elettrico n. 24/2013 del 26 dicembre con la citata direttiva europea. La Corte Suprema dovrà quindi pronunciarsi sui procedimenti che erano stati riaperti su istanza dell'Amministrazione che non ha, allo stato, richiesto la restituzione di alcuna somma.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa I - Spagna

In merito al contenzioso proseguito contro Endesa dinanzi al Tribunal Supremo a istanza di tre sindacati minoritari per contestare gli effetti della risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa* per quanto attiene, in particolare, ai benefici sociali riconosciuti al personale in pen-

sione, in data 7 luglio 2021 il Tribunal Supremo ha emesso una decisione (notificata il 22 luglio 2021) con la quale ha integralmente respinto i ricorsi proposti dai suddetti sindacati, confermando il contenuto della sentenza di primo grado del 26 marzo 2019. In particolare, la sentenza del Tribunal Supremo ha affermato che le prestazioni sociali (e, tra queste, quelle relative alla tariffa elettrica) hanno origine esclusivamente nei contratti collettivi, sia per il personale attualmente in forza sia per quello in pensione, nonché per i loro familiari, con la conseguenza che la loro risoluzione (come è avvenuto nel caso del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa*) comporta la generale regolamentazione contrattuale delle condizioni ivi stabilite per i lavoratori in forza e, nel caso di personale in pensione e dei loro familiari, la definitiva estinzione di tutti i loro diritti, fino alla nuova regolamentazione mediante il *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*.

In parallelo, erano state avviate numerose azioni individuali da parte di personale ed ex dipendenti che avevano aderito ad accordi di incentivo all'esodo (AVS) per far accertare giudizialmente che la risoluzione del *IV Convenio Colectivo Marco de Endesa* non producesse effetti nei loro confronti. Attualmente, la maggioranza di questi procedimenti erano rimasti sospesi o erano in corso di sospensione, nelle more della definizione del giudizio collettivo dinanzi al Tribunal Supremo, essendo il loro esito dipendente da quest'ultimo. A seguito della sentenza del Tribunal Supremo del 7 luglio 2021, la sospensione di detti giudizi sarà revocata, nonostante si tratti di una decisione riferita a un "contenzioso collettivo" che, come tale, ha "effetto di cosa giudicata" sui singoli giudizi riguardanti lo stesso oggetto.

Contenzioso "Relazioni Industriali" Endesa II - Spagna

Con riguardo alla domanda di "contenzioso collettivo" avviata da tre sindacati con rappresentanza minoritaria e avente a oggetto l'annullamento di alcune "disposizioni derogatorie" del *V Convenio Colectivo Marco de Endesa*, all'udienza del 23 giugno 2021 il Tribunale ha rinviato per l'esperimento del tentativo di conciliazione all'udienza del 19 ottobre 2021, successivamente rinviata al 4 novembre 2021.

Contenziosi Cibran - Brasile

Con riguardo alla seconda domanda presentata da Cibran nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 1994, dei sei giudizi avviati 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 tra il 1987 e il 2002, il ricorso (*agravo de instrumento*) presentato da Cibran il 29 gennaio 2021 avverso la decisione del Tribunal de Justiça è stato rigettato dal Superior Tribunal de Justiça in data 8 giugno 2021. In data 22 giugno 2021 Cibran ha presentato ricorso (*agravo interno*) dinanzi allo stesso Superior Tribunal de Justiça e il procedimento è pendente.

El Quimbo - Colombia

In relazione alla cosiddetta "acción popular" promossa da alcune società di pescatori in merito al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo, in data 1° febbraio 2021 è stata notificata a Emgesa la sentenza del Tribunale dell'Huila la quale, pur riconoscendo che il sistema di ossigenazione implementato dalla società abbia mitigato i rischi associati alla tutela della fauna nel bacino di Betania, ha imposto una serie di obblighi in capo alle autorità ambientali coinvolte, nonché alla stessa Emgesa. In particolare, quest'ultima è chiamata a implementare un progetto di decontaminazione volto a garantire che l'acqua del bacino non generi rischi per la flora e la fauna del fiume e che sarà sottoposto a verifica dell'ANLA, nonché ad assicurare, in maniera permanente, l'operatività del sistema di ossigenazione già implementato, adeguandolo ai parametri richiesti dall'ANLA. Il 4 marzo 2021 Emgesa ha impugnato questa decisione in appello dinanzi al Consiglio di Stato.

Arbitrati Colombia

Con riguardo al procedimento arbitrale avviato a ottobre 2018 dal Grupo Energía de Bogotá (GEB) nei confronti di Enel Américas SA dinanzi al Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá in relazione a un presunto inadempimento contrattuale relativo alla mancata distribuzione di dividendi negli esercizi 2016, 2017 e 2018 nelle società Emgesa e Codensa e al mancato rispetto di alcune previsioni del patto parasociale, all'udienza dell'8 luglio 2021 il Tribunale Arbitrale ha approvato l'accordo di conciliazione raggiunto dalle parti in data 7 maggio 2021 e, su richiesta delle stesse, ha dichiarato l'estinzione del procedimento arbitrale.

Con riferimento ai procedimenti arbitrali avviati contro Codensa ed Emgesa da GEB, poi riuniti in due procedimenti distinti per ciascuna società, il 14 luglio 2021 GEB ha presentato formale rinuncia alle domande contro Emgesa e Codensa, a seguito dell'estinzione del procedimento arbitrale contro Enel Américas avvenuta l'8 luglio 2021. Di conseguenza, il 15 luglio 2021, il Tribunale Arbitrale ha accetta-

to la rinuncia alla domanda di GEB nell'arbitrato contro Condensa e ha dichiarato l'estinzione del processo. Per quanto riguarda l'arbitrato contro Emgesa, all'udienza del 23 luglio 2021 il Tribunale Arbitrale ha accettato la rinuncia all'azione da parte di GEB e ha dichiarato l'estinzione del processo. I due arbitrati risultano, pertanto, conclusi.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

Riguardo al procedimento avviato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) per accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement, il 24 marzo 2021 la Corte Suprema ha annullato la decisione precedentemente emessa dalla Corte d'Appello di Bratislava in favore di Slovenské elektrárne (SE), rinviando il giudizio dinanzi alla stessa Corte d'Appello. Il 21 luglio SE ha presentato un ricorso davanti alla Corte Costituzionale slovacca, che è stato rigettato l'11 agosto 2021. Il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava.

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) per il procedimento relativo all'anno 2007, il ricorso presentato da SE il 18 agosto 2020 è stato rigettato il 18 settembre 2021 e il procedimento prosegue dinanzi alla Corte d'Appello; (ii) per il procedimento relativo all'anno 2009, la prima udienza, fissata dal Tribunale di Bratislava per il 13 ottobre 2020, dopo vari rinvii è stata nuovamente posticipata a data da destinarsi ed è in corso lo scambio di memorie tra le parti; (iii) per il procedimento relativo all'anno 2015, il Tribunale ha fissato la prima udienza al 22 aprile 2021, successivamente rinviata al 23 settembre 2021 e poi al 27 gennaio 2022.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

Con riguardo al procedimento arbitrale avviato da PH Chucas SA (Chucas) di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) nei confronti dell'Istituto Costarricense de Electricidad (ICE), il 19 maggio 2021 Chucas ha depositato la propria domanda arbitrale completa di richieste istruttorie, quantificando il valore

della propria pretesa in circa 362 milioni di dollari statunitensi (circa 305 milioni di euro). Il 23 giugno 2021 ICE ha proceduto al deposito delle repliche, nelle quali ha confermato l'eccezione del difetto di giurisdizione e ha contestato le domande di Chucas, senza formulare una domanda riconvenzionale. In data 4 agosto 2021 il Tribunale Arbitrale ha rigettato l'eccezione di ICE sul difetto di giurisdizione e la questione è ora al vaglio della Prima Sezione della Suprema Corte. Il procedimento arbitrale rimarrà sospeso in pendenza del giudizio della Suprema Corte sulla giurisdizione.

Arbitrato Kino – Messico

Con riferimento alla domanda arbitrale presentata da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (insieme, le Società di Progetto), delle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario e che sono controllate da CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (controllata da Caisse de Dépôt et Placement du Québec - CDPQ) e CKD Infraestructura México SA de Cv (CKD IM), nei confronti di Kino Contractor SA de Cv, Kino Facilities Manager SA de Cv ed Enel SpA, relativamente alla violazione di due contratti relativi a progetti solari di proprietà delle attrici, la pretesa economica è allo stato preliminarmente quantificata in circa 140 milioni di dollari statunitensi, mentre Kino Contractor e Kino Facilities hanno preliminarmente quantificato in via riconvenzionale la loro pretesa in circa 18 milioni di dollari statunitensi. Il Tribunale Arbitrale è stato costituito ed è in corso lo scambio di memorie tra le parti.

Imposte sui redditi – IRPJ/CSLL – Eletropaulo

Il 5 ottobre 2021 Eletropaulo⁽⁶⁾ ha ricevuto un avviso di accertamento, emesso dall'autorità fiscale brasiliana, con il quale viene contestata la deducibilità, ai fini delle imposte sul reddito (*Imposto de Renda Pessoa Jurídica* - IRPJ e *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL), dell'ammortamento fiscale sugli extra valori generati da operazioni straordinarie, realizzate prima dell'acquisizione della società da parte del Gruppo Enel. In particolare, il periodo oggetto di contestazione va dal 2017 al 2019.

(6) La denominazione commerciale della società Eletropaulo è Enel Distribuição São Paulo.

La società, ritenendo solide le proprie argomentazioni, difenderà il proprio operato presentando ricorso entro i termini di legge.

Il valore complessivo della causa al 30 settembre 2021 è di circa 109 milioni di euro.

12. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Estinzione anticipata di obbligazioni emesse da EFI in dollari USA

In data 5 ottobre 2021, a seguito dei risultati alla Early Expiry Date della "Tender Offer" lanciata lo scorso 21 settembre, Enel Finance International NV ha riacquisito e cancellato obbligazioni convenzionali per un ammontare complessivo di 3,25 miliardi di dollari statunitensi.

Operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di un bond ibrido

In data 28 ottobre 2021 Enel SpA ha lanciato un'operazione di consent solicitation rivolta ai portatori di un prestito obbligazionario non convertibile subordinato ibrido emesso dalla Società da 900 milioni di euro, volta ad allinearne i termini e le condizioni a quelli dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui lanciati dalla stessa Enel nel 2020 e nel 2021.

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 2021 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Concept design e realizzazione
HNTO

Revisione testi
postScriptum di **Paola Urbani**

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Enel

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. 756032 Partita IVA 15844561009

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137



**OPEN POWER
FOR A BRIGHTER
FUTURE.**

enel