



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



Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2022

Enel is Open Power

POSIZIONAMENTO

Open Power

VISIONE

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

PURPOSE

**OPEN POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



MISSIONE

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

COMPORTEMENTI

- 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.

VALORI

- Fiducia
- Proattività
- Responsabilità
- Innovazione

Indice

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

ENEL IS OPEN POWER 4



GRUPPO ENEL 8

Highlights	10
World Economic Forum (WEF)	11
Il processo di creazione del valore e il modello di business	13



GOVERNANCE 18

Organi sociali	20
Modello organizzativo di Enel	23
Valori e pilastri dell'etica aziendale	25



STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO 28

La strategia del Gruppo	30
Scenario di riferimento	35
- Il contesto economico energetico nel primo semestre 2022	35
- Andamento dei principali indicatori di mercato	38
- I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale	39
Risk management	41



LE PERFORMANCE DEL GRUPPO 58

Definizione degli indicatori di performance	60
Risultati del Gruppo	62
Analisi della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo	72
Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)	77
Innovazione e digitalizzazione	111
Centralità delle persone	113
L'economia circolare	120
Fatti di rilievo del primo semestre 2022	122
Aspetti normativi e tariffari	125



PROSPETTIVE FUTURE 146

Prevedibile evoluzione della gestione	148
---------------------------------------	-----

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO



BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO 150

Conto economico consolidato	152
Prospetto di Conto economico consolidato complessivo	153
Stato patrimoniale consolidato	154
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	156
Rendiconto finanziario consolidato	158
Note illustrative	159
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto	217

RELAZIONI 218

Relazione della Società di revisione	218
--------------------------------------	-----

ALLEGATI 222

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2022	222
--	-----



RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

1. Gruppo Enel







Highlights

1° semestre			
SDG	2022	2021	Variazione
Ricavi (milioni di euro) ⁽¹⁾ ⁽²⁾	67.258	36.291	85,3%
Margine operativo lordo (milioni di euro) ⁽²⁾	8.205	7.795	5,3%
Margine operativo lordo ordinario (milioni di euro) ⁽²⁾	8.298	8.436	-1,6%
Risultato netto del Gruppo (milioni di euro)	1.693	1.778	-4,8%
Risultato netto del Gruppo ordinario (milioni di euro)	2.109	2.299	-8,3%
Indebitamento finanziario netto (milioni di euro)	62.238	51.952 ⁽³⁾	19,8%
Cash flow da attività operativa (milioni di euro)	664	2.676	-75,2%
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (milioni di euro) ⁽⁴⁾	5.889	4.813	22,4%
Potenza efficiente netta installata totale (GW)	88,5	87,1 ⁽³⁾	1,6%
7 Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	51,6	50,1 ⁽³⁾	3,0%
7 Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%) ⁽⁵⁾	58,0%	57,5% ⁽³⁾	0,9%
7 Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	1,54	1,61	-4,3%
Produzione netta di energia elettrica (TWh)	115,5	105,8	9,2%
7 Produzione netta di energia elettrica rinnovabile (TWh)	54,7	54,7	-
9 Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.250.771	2.233.368 ⁽³⁾	0,8%
9 Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽⁶⁾	252,7	249,4	1,3%
Utenti finali (n.)	75.729.177	74.783.118	1,3%
9 Utenti finali con smart meter attivi (n.)	45.315.900	44.688.896	1,4%
Energia venduta da Enel (TWh)	157,5	152,1	3,6%
Clienti retail (n.)	69.961.536	69.123.677	1,2%
- di cui mercato libero ⁽⁶⁾	26.968.406	23.927.064	12,7%
11 Storage (MW)	629	375 ⁽³⁾	67,7%
11 Punti di ricarica (n.)	195.166	124.532	56,7%
11 Demand response (MW)	7.932	7.376	7,5%
N. dipendenti	67.117	66.279 ⁽³⁾	1,3%
N. infortuni "Life Changing" (LCA) - Enel ⁽⁷⁾	-	-	-
13 Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 - specifiche (gCO _{2eq} /kWh) ⁽⁸⁾	237	207	14,5%

- (1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (3) Al 31 dicembre 2021.
- (4) I dati del primo semestre 2022 e 2021 non includono rispettivamente 42 milioni di euro e 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (5) Nel calcolo non è stata inclusa la potenza efficiente netta installata rinnovabile acquistata pari a 531,1 MW al 30 giugno 2022 e a 3,9 MW al 31 dicembre 2021.
- (6) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.
- (7) LCA = Life Changing Accident, sono gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona (per es., amputazioni di arti, paralisi, perdita di sensi ecc.).
- (8) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica (compreso il contributo del calore).

World Economic Forum (WEF)

L'International Business Council (IBC) del World Economic Forum ha sviluppato un report, denominato "Measuring Stakeholder Capitalism: Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation", con l'obiettivo di definire metriche comuni condivise per misurare, rendicontare e comparare i livelli di sostenibilità – in altri termini l'efficacia delle proprie azioni nel perseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile indicati

dall'ONU (SDG) – nel modello di business adottato per creare valore per gli stakeholder.

Le metriche si basano su standard esistenti e si propongono di aumentare la convergenza e la comparabilità tra i vari parametri utilizzati oggi nei report di sostenibilità.

Nella seguente tabella si riportano le rilevazioni dei 21 indicatori primari indicati nel report WEF.

			Relazione finanziaria semestrale consolidata					
Pillar	Theme	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF	1° semestre			Sezione/capitolo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF	
				2022	2021	Variazione		
 Principles of Governance	Governing purpose	Setting purpose						Enel is Open Power
	Quality of governing body	Governance body composition	Donne nel Consiglio di Amministrazione	n. 4	4	-	capitolo "Organi sociali" nella sezione "Governance"	
	Stakeholder Engagement	Material issues impacting stakeholders						si rimanda al capitolo "Basis of presentation" della Relazione finanziaria annuale consolidata 2021
	Ethical behavior	Anti-corruption	Violazioni accertate per conflitto di interesse/ corruzione	n. 4	5	(1)	capitolo "Valori e pilastri nell'etica aziendale" nella sezione "Governance"	
		Protected ethics advice and reporting mechanisms	Segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico	n. 102	77	25		
	Risk and opportunity oversight	Integrating risk and opportunity into business process						capitolo "Risk management" nella sezione "Strategia del Gruppo e gestione del rischio"
 Planet	Climate change	Greenhouse gas (GHG) emissions	Emissioni dirette di gas serra - Scope 1	mln t _{eq}	28,0	22,4	5,6	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Emissioni indirette di gas serra - Scope 3: emissioni relative a vendite di gas	mln t _{eq}	13,68	11,51	2,17	
		TCFD implementation						
	Nature loss	Land use and ecological sensitivity	Habitat recuperati ⁽¹⁾	ha	9.092	-	-	
	Freshwater availability	Water consumption and withdrawal in water-stressed areas	Totale prelievi di acqua	Megalitri	29.404,1	25.090,4	4.313,7	capitolo "Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Prelievo di acqua in zone water stressed	%	22	27	(5)	



Relazione finanziaria semestrale consolidata

Pillar	Theme	21 CORE KPI	KPI rappresentativi dei 21 CORE KPI del WEF		1° semestre			Sezione/capitolo che accoglie tutti i KPI e l'informativa relativa ai 21 CORE KPI del WEF
					2022	2021	Variazione	
 People	Dignity and equality	Diversity and inclusion	Incidenza delle donne sul totale dei dipendenti	%	23,2	22,5	0,7	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
		Pay equality	Equal Remuneration Ratio ⁽¹⁾	%	81,1	-	-	
		Wage level	CEO Pay Ratio ⁽²⁾	%	91	-	-	
		Risk for incidents of child, forced or compulsory labor	Valutazione nella catena della fornitura della tutela del lavoro minorile e del rispetto del divieto del lavoro forzato					capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale" nella sezione "Governance"
	Health and well-being	Health and safety	Infortuni mortali (FAT) - Enel	n.	-	1	(1)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Indice di frequenza infortuni mortali (FAT FR) - Enel	i.	-	0,016	(0,016)	
			Infortuni "Life Changing" (LCA) - Enel	n.	-	-	-	
			Indice di frequenza infortuni "Life Changing" (LCA FR) - Enel	i.	-	-	-	
	Skills for the future	Training provided	Numero medio di ore di training per dipendente	h/pro capite	13,9	14,1	(0,2)	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
 Prosperity		Absolute number and rate of employment	Persone assunte	n.	2.902	2.206	696	capitolo "Centralità delle persone" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Tasso di ingresso	%	4,3	3,3	1,0	
			Cessazioni	n.	2.177	3.023	(846)	
			Turnover	%	3,2	4,6	(1,4)	
	Employment and wealth generation	Economic contribution						si rimanda al capitolo "Valore economico generato e distribuito per gli stakeholder" nella sezione "Le performance del Gruppo" della Relazione finanziaria annuale consolidata 2021
		Financial investment contribution	Totale investimenti ⁽³⁾	milioni di euro	5.889	4.813	1.076	capitolo "Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo" nella sezione "Le performance del Gruppo"
			Acquisto azioni proprie, dividendi e acconti sui dividendi pagati e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	milioni di euro	2.430	2.411	19	Bilancio consolidato semestrale abbreviato
	Innovation in better products and services	Total R&D expenses	Investimenti in ricerca e sviluppo	milioni di euro	41	60	(19)	
	Community and social vitality	Total tax paid	Totale tasse pagate	milioni di euro	2.028	2.211	(183)	

(1) Dato al 31 dicembre 2021.

(2) Rapporto tra la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo nel 2021.

(3) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" nel primo semestre 2022 (61 milioni di euro nel primo semestre 2021).

Il processo di creazione del valore e il modello di business

Il processo di creazione del valore

La presentazione integrata delle informazioni finanziarie e non finanziarie consente di comunicare in maniera efficace il modello di business e il processo di creazione di valore in termini sia di risultati sia di prospettive di breve e di medio-lungo termine. Gli aspetti ambientali, sociali ed economici sono sempre più significativi in un'ottica di valutazione della capacità di creare valore a beneficio dei vari stakeholder.

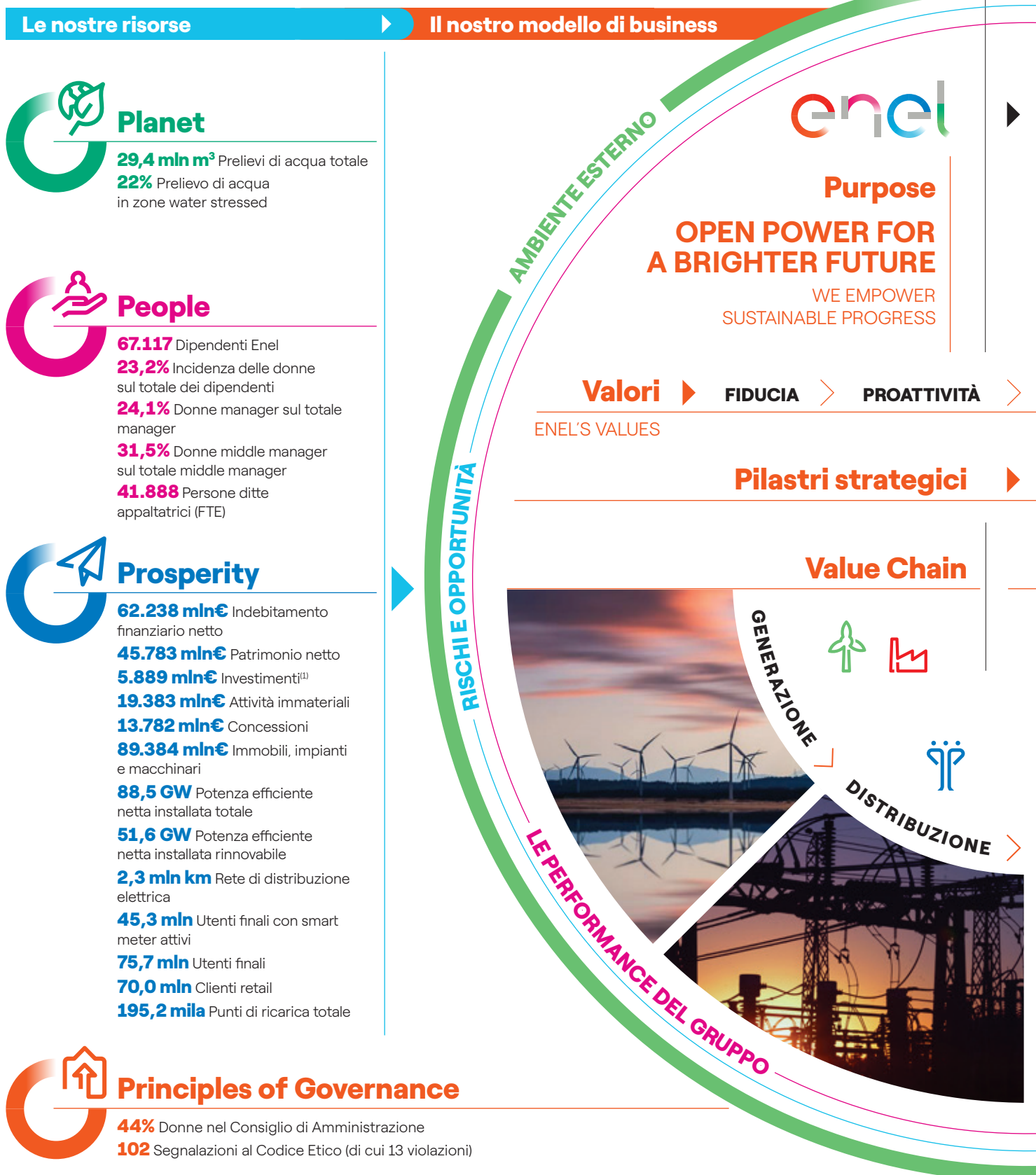
Nella rappresentazione grafica seguente si riassume la catena del valore del Gruppo Enel con i principali input utiliz-

zati e come essi vengono trasformati in outcome e valore creato per gli stakeholder dall'organizzazione e dal suo modello di business nel breve termine.

Il Gruppo è caratterizzato da una governance solida e trasparente e da una strategia sostenibile che persegue prioritariamente gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) 7, 9, 11 e 13. Tali SDG rappresentano quindi gli obiettivi cui è tesa l'azione strategica del Gruppo e si concretizzano nella creazione di valore per il Gruppo stesso e per i suoi stakeholder.



Il processo di creazione del valore e il modello di business



(1) Il dato non include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" nel primo semestre 2022.



GOVERNANCE

IS OPEN POWER

Visione

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

Missione

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

RESPONSABILITÀ

INNOVAZIONE

1.

Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata

2.

Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti

3.

Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain

4.

Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile al 2040

STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO



CLIENTI



TRADING

PROSPETTIVE FUTURE

Il valore creato per Enel e per i nostri stakeholder

Gli Outcome



Gli impatti

Planet

237 gCO_{2eq}/kWh Emissioni dirette di gas serra - Scope 1
55,9 mln tCO_{2eq} Scope 1, 3

People

13,9 ore di training (media ore per dipendente)
3,2% Turnover
1,257 i. Indice di frequenza infortuni - (TRI FR) - Enel
2,998 i. Indice di frequenza infortuni - (TRI FR) - ditte appaltatrici
16,9 mln beneficiari (progetti SDG 4, 7, 8)

Prosperity

67.258 mln€ Ricavi
8.298 mln€ EBITDA ordinario
2.430 mln€ Acquisto azioni proprie e dividendi pagati
3,4% Costo del debito
252,7 TWh Energia trasportata
157,5 TWh Energia venduta
1,54 GW Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile
47,4% Produzione rinnovabile sul totale di Gruppo
38 mila Punti di ricarica pubblici e privati installati nel primo semestre 2022
242,4 min. SAIDI
919 depositi di titoli per brevetti di cui 758 concessi



6	12
13	14
15	



1	2
3	4
5	8
10	



7	9
11	



16	17
----	----



Modello di business

Il modello di business di Enel è stato strutturato per un più efficace raggiungimento degli obiettivi strategici del Gruppo che includono i suoi impegni nella lotta al cambiamento climatico.

Il modello di business declina come le unità organizzative dell'azienda, legate ai tre principali business di riferimento (Generazione, Distribuzione e Commercializzazione), debbano operare per cogliere tutti i possibili vantaggi dai principali trend di settore, possibilmente anche accelerandone la realizzazione.

Il ruolo definito per tutte le maggiori unità organizzative è finalizzato, nel contempo, a poter affrontare efficacemente tutti i rischi che propone il contesto del settore energetico in rapido mutamento.

Per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato due modelli di business differenti (Ownership e Stewardship) su cui poter contare per il raggiungimento delle ambizioni definite.

A seconda della geografia di interesse e del contesto operativo viene identificato il modello di business più opportuno ed efficace:

- il modello di business di Ownership, in cui il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti. Tale modello viene utilizzato quando si opera in Paesi in cui si può già far leva sull'intera catena del valore, dalla generazione all'integrazione con i clienti finali. Si tratta quindi dei Paesi che si definiscono "Tier 1", quali Italia, Spagna e Romania in Europa e Stati Uniti, Brasile,

Cile, Colombia e Perù nelle Americhe. La centralità dei clienti nel modello di business del Gruppo rende un punto fermo del Piano il margine integrato, ovvero il margine derivante dalla vendita di energia prodotta e acquistata. La sua corretta gestione presuppone di ottimizzare congiuntamente sia la vendita di energia, considerando le diverse opzioni che i Paesi di presenza consentono, sia la fase di approvvigionamento, legato alla nostra produzione piuttosto che alle diverse opzioni di sourcing;

- il modello di business di Stewardship, in cui il Gruppo investe capitale in joint venture esistenti, di nuova costituzione o acquisendo partecipazioni di minoranza, al fine di massimizzare il valore del know-how sviluppato nei diversi business di presenza. Ciò attraverso l'attivazione di specifici servizi contrattuali verso i partner o anche attraverso la valorizzazione successiva di tali quote sul mercato. Questo modello si concentra principalmente, ma non esclusivamente, su Paesi "non Tier 1", dove la presenza del Gruppo non è integrata e si cerca di costruire partnership con terze parti per esplorare nuove aree geografiche oppure per valorizzare l'esperienza operativa del Gruppo in contesti alternativi.

In questo disegno ogni Paese agisce sul territorio di competenza in ottica matriciale rispetto alle più ampie e globali Linee di Business, gestendo attività come le relazioni col territorio, la regolamentazione, il mercato retail di riferimento e la comunicazione locale. La missione attuale di ogni business si può sintetizzare come segue:



Generazione

- **Enel Green Power and Thermal Generation:** attraverso questa Linea di Business il Gruppo accelera la transizione energetica continuando ad aumentare gli investimenti in nuova capacità di energie rinnovabili e gestisce la decarbonizzazione del proprio mix di produzione e dei Paesi dove opera, puntando sempre a contribuire a un adeguato livello di sicurezza e adeguatezza dei sistemi elettrici.



Trading

- **Global Energy and Commodity Management:** tramite questa Linea di Business il Gruppo gestisce il margine integrato come un portafoglio unico in cui Generazione e Retail possano trovare sempre il migliore equilibrio; si gestiscono, inoltre, tutte le operazioni di trading sui desk internazionali.



Distribuzione

- **Global Infrastructure and Networks:** tramite lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture abilitanti la transizione energetica, il Gruppo garantisce affidabilità nella fornitura di energia e qualità del servizio alle comunità attraverso reti resilienti e flessibili, facendo leva su efficienza, tecnologia e innovazione digitale, e assicurando adeguati ritorni sugli investimenti e generazione di cassa.



Clienti

- **Global Retail:** con l'attività di vendita ai clienti finali il Gruppo si interfaccia localmente con milioni di famiglie, industrie, società. Grazie alla leva tecnologica si ravvede in un modello a piattaforma la possibilità di migliorare la soddisfazione e l'esperienza dei clienti, raggiungendo al contempo livelli di efficienza sempre più alti. Le unità di business ottimizzano la fornitura di energia alla propria base clienti, massimizzando il valore generato dal portafoglio anche attraverso la gestione di relazioni di lungo periodo con i clienti.
- **Enel X:** abilita la transizione energetica agendo come acceleratore dell'elettrificazione e della decarbonizzazione dei clienti, assistendoli in un uso dell'energia più efficiente, spingendo la circolarità e facendo anche leva sugli asset del Gruppo Enel attraverso l'offerta di servizi innovativi "beyond commodity".

Nel 2021 sono nate inoltre le due nuove Linee di Business, Enel X Global Retail e Global e-Mobility, operative soltanto a partire dal 2022.

Enel X Global Retail ha l'obiettivo di gestire l'offerta energetica e di servizi "beyond commodity", nonché di ampliare la base clienti massimizzando il valore per il cliente, innovando e sviluppando i servizi offerti e gestendone l'intero ciclo di vita.

La Linea di Business Global e-Mobility è invece responsabile della gestione del portafoglio di soluzioni e-Mobility sia nei Paesi esistenti sia in quelli nuovi massimizzando il

valore per il cliente, facendo leva anche su Enel X Global Retail per le attività di vendita. Ha l'obiettivo di innovare e sviluppare soluzioni di e-Mobility gestendo l'intero ciclo di vita.

Sfruttando le sinergie tra le diverse aree di business, attuando azioni attraverso la leva dell'innovazione, promuovendo i comportamenti di Open Power, il Gruppo Enel cerca di trovare soluzioni per ridurre l'impatto ambientale e soddisfare le esigenze dei clienti e delle comunità locali in cui opera, impegnandosi per garantire elevati standard di sicurezza per dipendenti e fornitori.



RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

2. Governance







Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE

Michele Crisostomo

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE

Francesco Starace

SEGRETARIO DEL CONSIGLIO

Silvia Alessandra Fappani

CONSIGLIERI

Cesare Calari

Costanza Esclapon de Villeneuve

Samuel Leupold

Alberto Marchi

Mariana Mazzucato

Mirella Pellegrini

Anna Chiara Svelto

Collegio Sindacale

PRESIDENTE

Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI

Luigi Borré

Maura Campra

SINDACI SUPPLENTI

Carolyn A. Dittmeier

Tiziano Onesti

Piera Vitali

Società di revisione

KPMG SpA

Composizione del Consiglio di Amministrazione

1 membro esecutivo
al 30.06.2022

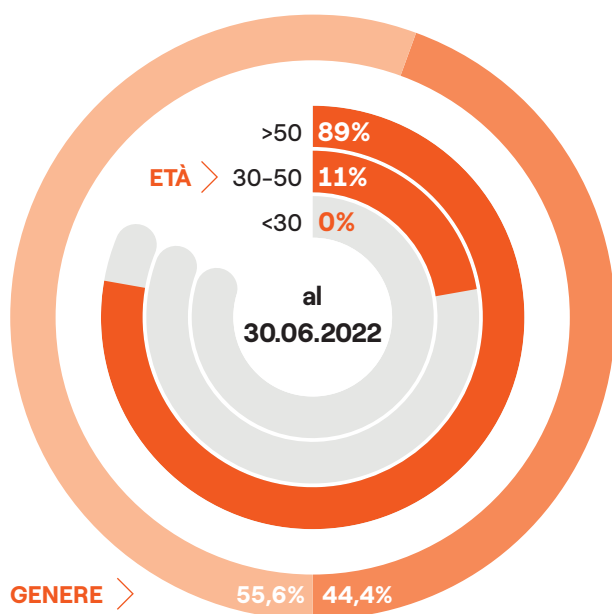
1 membro esecutivo
al 31.12.2021

8 membri non esecutivi
al 30.06.2022

8 membri non esecutivi
al 31.12.2021

di cui 8 indipendenti⁽¹⁾
al 30.06.2022

di cui 8 indipendenti⁽¹⁾
al 31.12.2021



55,6% al 31.12.2021

44,4% al 31.12.2021

5

Uomini al 30.06.2022
5 al 31.12.2021

4

Donne al 30.06.2022
4 al 31.12.2021

COMPETENZE > al 30.06.2022

Settore energetico

3

1 | | | | | | | | | 9

Legale e corporate governance

3

1 | | | | | | | | | 9

Visione strategica

4

1 | | | | | | | | | 9

Comunicazione e marketing

1

1 | | | | | | | | | 9

Contabilità, finanza e gestione rischi

5

1 | | | | | | | | | 9

Esperienza in ambito internazionale

6

1 | | | | | | | | | 9

COMPETENZE > al 31.12.2021

Settore energetico

3

Legale e corporate governance

3

Visione strategica

4

Comunicazione e marketing

1

Contabilità, finanza e gestione rischi

5

Esperienza in ambito internazionale

6

(1) Il numero indicato per il 2022 e per il 2021 si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance (Edizione 2020).



Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che riten-

ga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione, ne fissa l'ordine del giorno e ne coordina i lavori, adoperandosi affinché adeguate informazioni sugli argomenti

all'ordine del giorno siano fornite a tutti gli Amministratori, e ha il compito di verificare l'attuazione delle deliberazioni consiliari. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 15 maggio 2020, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 15 maggio 2020, di tutti i poteri per l'amministrazione della

Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Modello organizzativo di Enel

Enel Group Chairman

M. Crisostomo

Enel Group CEO

F. Starace

Holding Function



ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL

A. De Paoli

COMMUNICATIONS

R. Deambrogio

INNOVABILITY

E. Ciorra

PEOPLE AND ORGANIZATION

G. Stratta

LEGAL AND CORPORATE AFFAIRS

G. Fazio

AUDIT

S. Fiori

GLOBAL PROCUREMENT

F. Di Carlo

GLOBAL CUSTOMER OPERATIONS

N. Melchioti

GLOBAL DIGITAL SOLUTIONS

C. Bozzoli



Global Business Line



Global Infrastructure and Networks

A. Cammisecra



Global Energy and Commodity Management

C. Machetti



Enel Green Power and Thermal Generation

S. Bernabei



Enel X Global Retail

F. Venturini



Global e-Mobility

E. Ripa

Country and Region

ITALY

N. Lanzetta

IBERIA

J. Bogas Galvez

EUROPE

S. Mori

AFRICA, ASIA AND OCEANIA

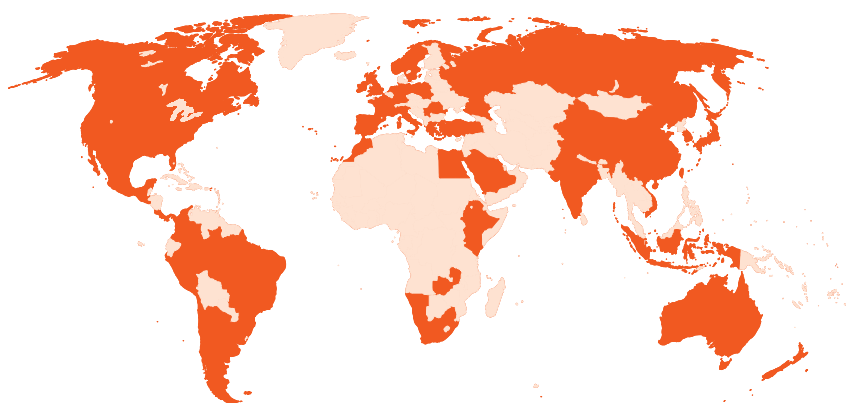
S. Bernabei

NORTH AMERICA

E. Viale

LATIN AMERICA

M. Bezzeccheri





La 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. Inoltre, in conformità con le politiche e normative in materia di sicurezza, protezione e ambiente, esse hanno il compito di massimizzare l'efficienza dei processi gestiti e di applicare le migliori pratiche a livello mondiale condividendo con i Paesi la responsabilità su EBITDA, flussi di cassa e ricavi.

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.

Di recente è stata avviata la nuova Linea di Business Global e-Mobility, creata per rispondere, attraverso una maggiore focalizzazione delle attività, all'espansione globale del mercato della mobilità elettrica e delle soluzioni di ricarica e delle relative piattaforme per l'approvvigionamento energetico dei veicoli a zero emissioni. e-Mobility nasce dalla volontà di accelerare l'evoluzione tecnologica e la crescita su tutta la catena del valore legata al settore e-mobility, rispondendo alle esigenze degli utenti attuali e futuri con uno strutturato portafoglio di soluzioni di ricarica e software per il pubblico e il privato, promuovendo la crescita della mobilità elettrica tramite partnership e alleanze strategiche, e proseguendo il cammino di innovazione legato alla tecnologia di ricarica in cui oggi Enel è riconosciuta come grande e affidabile player internazionale.

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 sviluppo al business:

Funzioni Globali di Servizio

Alle Funzioni Globali di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology, gli acquisti a livello di Gruppo e la gestione delle azioni globali relative ai clienti.

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 nella creazione 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 di gestire il processo di pianificazione strategica e finanziaria finalizzato alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettificazione 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.

Valori e pilastri dell'etica aziendale

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale, che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana. Un sistema che si fonda su specifici Compliance Program

tra cui: Codice Etico, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001, l'Enel Global Compliance Program, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", la Policy sui Diritti Umani e gli altri modelli di compliance nazionali eventualmente adottati dalle società del Gruppo in conformità alla normativa locale.

Codice Etico

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico, che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli stakeholder. Il Codice Etico ha validità sia in Italia sia all'estero, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui il Gruppo opera. Enel richiede, inoltre, a tutte le imprese collegate o partecipate e ai principali fornitori e partner di adottare una condotta in linea con i principi generali del Codice. Ogni violazione o sospetto di

violazione degli Enel Compliance Program può essere segnalata al Canale Etico, anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point"). Il Codice Etico è aggiornato all'attuale contesto di riferimento, inclusa l'attuale mission aziendale e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, alla corrente struttura organizzativa e al sistema procedurale vigente, nonché alle best practice nazionali e internazionali in materia di diversity e privacy.

Relativamente al Codice Etico, la tabella di seguito evidenzia il totale delle segnalazioni ricevute e delle violazioni accertate.

		1° semestre			
		2022 ⁽²⁾	2021 ⁽³⁾	Variazioni	
Totale segnalazioni ricevute per violazioni del Codice Etico⁽¹⁾	n.	102	77	25	32,5%
Violazioni accertate del Codice Etico	n.	13	25	(12)	-48,0%
- di cui violazioni per conflitto di interesse/corruzione	n.	4	5	(1)	-20,0%

(1) Al Canale Etico possono essere indirizzate anche segnalazioni rilevanti ai fini degli impegni del Gruppo in materia di diritti umani.

(2) Alla data non sono state completate le analisi su tutte le segnalazioni ricevute nel primo semestre 2022 e pertanto i valori relativi alle segnalazioni rilevanti ai fini del Codice Etico e alle violazioni accertate potranno subire aggiornamenti nel corso dell'anno.

(3) Nel corso del 2021, a seguito del completamento delle analisi di tutte le segnalazioni ricevute nel primo semestre 2021, sono intervenute riclassificazioni che hanno comportato l'aggiornamento nel numero di segnalazioni rilevanti ai fini del Codice Etico (da 78 a 77); sono state inoltre accertate ulteriori violazioni (da 15 a 25) tra le quali ulteriori violazioni per conflitto d'interesse/corruzione (da 1 a 5).

Si evidenzia inoltre che al 30 giugno 2022 la percentuale di persone formate in materia di anticorruzione si attesta al 31,6%, in linea con quanto previsto dai programmi di formazione del Gruppo.

Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001

Il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società, per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Enel, per prima in Italia,

si è dotata di un Modello di organizzazione e gestione rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 231/2001 (Modello 231) già nel 2002, da allora costantemente aggiornato in linea con il quadro normativo di riferimento e il contesto organizzativo vigente.



Enel Global Compliance Program (EGCP)

A settembre 2016 Enel ha approvato il Global Compliance Program, rivolto alle società estere del Gruppo, che si qualifica come uno strumento di governance volto a rafforzare l'impegno etico e professionale del Gruppo nel prevenire la commissione all'estero di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali. L'identificazione delle tipologie di reato rilevanti nell'Enel Global Compliance Program – cui si associa la

previsione di standard comportamentali e di aree da monitorare in funzione preventiva – si basa su condotte illecite generalmente considerate tali nella maggior parte dei Paesi, quali per esempio i reati di corruzione, delitti contro la pubblica amministrazione, falso in bilancio, riciclaggio, reati commessi in violazione delle norme sulla sicurezza sul lavoro, reati ambientali ecc.

Piano “Tolleranza Zero alla Corruzione” e sistema di gestione anticorruzione

In osservanza del decimo principio del Global Compact, in base al quale “le imprese si impegnano a contrastare la corruzione in ogni sua forma, incluse l'estorsione e le tangenti”, Enel intende perseguire il proprio impegno nella lotta alla corruzione. Per questo è stato adottato nel 2006 il Piano “Tolleranza Zero alla Corruzione” (il c.d. “Piano TZC”), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello 231, ad assicurare condizioni di

correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione e immagine, del lavoro dei propri dipendenti, delle aspettative dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder.

A valle dell'ottenimento della certificazione anticorruzione ex ISO 37001 nel 2017 da parte di Enel SpA, il piano di certificazione 37001 è stato progressivamente esteso alle principali società controllate del Gruppo, italiane ed estere.

Policy sui Diritti Umani

Il rispetto dei diritti umani è l'elemento fondante per perseguire un progresso sostenibile. Il modello di business di Enel si basa sulla generazione di valore sostenibile, insieme ai propri stakeholder, interni o esterni, sulla continua innovazione, sulla ricerca dell'eccellenza e sul rispetto dei diritti umani lungo tutta la catena del valore. Questo si traduce nel rifiuto di pratiche come la schiavitù moderna, il lavoro forzato e il traffico di persone, nella promozione della diversità, dell'inclusione, del pari trattamento di opportunità, e nella garanzia che le persone vengano trattate degnamente e valutate per la loro unicità, siano esse all'interno dell'azienda o lungo la catena del valore in cui il Gruppo opera. I principali standard internazionali di riferimento cui si ispira l'impegno di Enel sono il framework delle Nazioni Unite “Proteggere, Rispettare, Rimediare”, delineato nei principi guida su imprese e diritti umani, e le linee guida destinate alle imprese multinazionali dell'OCSE. Tale impegno è riflesso in maniera chiara nella politica sui diritti umani elaborata e adottata già nel 2013. Nel 2021 tale documento è stato aggiornato per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione del Gruppo. Il documento rafforza ed espande gli impegni già presenti

in altri codici di condotta adottati da Enel come il Codice Etico, il Piano “Tolleranza Zero alla Corruzione” e i modelli globali di compliance. L'aggiornamento è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e poi adottato dalle società controllate. Enel si impegna a osservare tali principi in ogni Paese in cui opera, rispettando le diversità locali di tipo culturale, sociale ed economico, richiedendo che ogni stakeholder adotti una condotta in linea con questi principi, prestando particolare attenzione ai contesti ad alto rischio o interessati da conflitti. I principi inclusi nell'aggiornamento sono 12, suddivisi in due macro-tematiche – pratiche di lavoro e relazioni con le comunità e società – e introducono il concetto dell'interconnessione tra degrado ambientale, cambiamento climatico e diritti umani, in quanto l'attuazione di misure che mitigano gli effetti dei primi due non può avvenire senza tener conto del loro impatto sociale. I principi sono stati identificati in base alla rilevanza che assumono nell'ambito delle attività del Gruppo, delle relazioni di business e del risultato di una consultazione condotta sulla base dei criteri elencati nella guida “UN Global Compact Guide for Business: How to Develop a Human Rights Policy”, coinvolgendo le persone che lavorano all'interno dell'organizzazione, nonché fornitori,

esperti di diritti umani, think tank, ONG, altre società. Le variazioni principali riguardano:

- l'aggiunta di un paragrafo introduttivo che richiama i punti di correlazione con la strategia industriale e una specifica maggiormente dettagliata delle categorie di stakeholder più direttamente correlate alla catena del valore di Enel, e precisamente: tutti coloro che hanno un interesse diretto o indiretto nelle attività del Gruppo quali, per esempio, i clienti, i dipendenti, di qualunque ordine e grado, i fornitori, gli appaltatori, i partner, altre imprese e le associazioni di categoria, la comunità finanziaria, la società civile, le comunità locali e le popolazioni indigene e tribali, le istituzioni nazionali e internazionali, i media, nonché le organizzazioni e istituzioni che li rappresentano;
- il rafforzamento dei principi "Rispetto per le diversità e non-discriminazione" e "Salute e sicurezza". Quest'ultimo è diventato "Salute, sicurezza e benessere" per accogliere il riferimento al rispetto del benessere psico-fisico e il richiamo alla promozione di comportamenti orientati alla work-life integration;
- l'aggiunta di alcuni principi nella sezione "Comunità e Società", e, più precisamente: "Ambiente", perché un ambiente sicuro, sano, pulito e sostenibile è parte integrante del pieno godimento di altri diritti umani. Il principio è in linea con la nostra politica ambientale e comprende anche il rispetto della biodiversità; "Rispetto dei diritti delle comunità locali" e "Rispetto dei diritti delle popolazioni indigene e tribali" (quest'ultimo in linea con la Convenzione ILO 169), in precedenza uniti in un principio unico denominato "Rispetto dei diritti delle Comunità"; suddivisione del principio "Privacy e comunicazione" in due principi separati, "Privacy" e "Comunicazione", e rafforzamento dei contenuti di entrambi anche in relazione ai diritti dei clienti.

Al fine di vigilare sulla effettiva applicazione e integrazione dei principi sanciti dalla Policy all'interno delle proprie politiche e procedure, Enel svolge uno specifico processo di due diligence dei diritti umani sull'intera catena del valore nei diversi Paesi in cui opera. In particolare, il processo è stato definito in linea con i principali riferimenti internazionali, quali i principi guida su impresa e diritti umani delle Nazioni Unite e le linee guida dell'OCSE. Durante il processo di due diligence, articolato in cicli di tre anni e di cui il ciclo attuale è relativo al triennio 2020-2022, sono state individuate opportunità di miglioramento che sono state

inserite in piani di azione specifici per ciascun Paese di presenza, e, accanto a questi, un piano di miglioramento da gestire centralmente al fine di armonizzare e integrare processi e politiche definite a livello globale e applicate a livello locale. In totale nel corso del 2020 sono state pianificate circa 170 azioni, da completare entro la fine del triennio, che coprono il 100% delle operazioni e dei siti.

In materia di sostenibilità della catena di fornitura, alla base dei processi di acquisto di Enel ci sono lealtà, trasparenza e collaborazione, e per questo ai fornitori del Gruppo viene richiesto non solo di garantire i necessari standard qualitativi ma anche di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e di impatti della loro attività sull'ambiente. Tra queste rientrano quelle che riguardano condizioni di lavoro, salute e sicurezza, orari di lavoro adeguati, rifiuto del lavoro forzato o minorile, rispetto per la dignità personale, non-discriminazione e inclusione delle diversità, libertà di associazione e contrattazione collettiva e rispetto della privacy by design e by default. Il tutto all'interno di riferimenti chiari in termini di codici di condotta, tra cui, oltre alla Policy sui Diritti Umani, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e i programmi globali di compliance. Sono previste, inoltre, specifiche clausole, inserite in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture e aggiornate periodicamente per tenere in considerazione i diversi adeguamenti normativi e allinearsi alle migliori pratiche internazionali. Le Condizioni Generali di Contratto si compongono di una parte generale, contenente le clausole applicabili a tutti i Paesi, cui si aggiungono gli Annex Paese, contenenti le clausole specifiche applicabili in ciascun Paese di riferimento. Le Condizioni Generali di Contratto fanno riferimento alle vigenti normative in materia retributiva, contributiva, assicurativa e fiscale, con riferimento a tutti i lavoratori impiegati a qualsiasi titolo nell'esecuzione del contratto da parte del fornitore. Inoltre, vengono richiamati esplicitamente i principi di cui alle Convenzioni ILO e gli obblighi di legge in tema: di tutela del lavoro minorile e delle donne; di parità di trattamento; di divieto di discriminazione, abusi e molestie; di libertà sindacale, associazione e rappresentanza; di rifiuto del lavoro forzato; di sicurezza e tutela ambientale e di condizioni igienico-sanitarie (art. 29.1.3 delle Condizioni Generali di Contratto). In caso di conflitto tra queste ultime e le Convenzioni ILO, prevalgono le norme più restrittive. Le clausole prevedono, inoltre, che i fornitori si impegnino a prevenire ogni forma di corruzione.



RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

3. **Strategia del Gruppo e gestione del rischio**





La strategia del Gruppo

La strategia del Gruppo Enel si è dimostrata in grado di creare valore in maniera sostenibile nel lungo termine, integrando appieno i temi di sostenibilità e di profonda attenzione per gli argomenti connessi al cambiamento climatico, garantendo allo stesso tempo un aumento della profittabilità.

Il Gruppo è tra le aziende leader che guidano la transizione

energetica, attraverso la decarbonizzazione della produzione elettrica e di altre attività e l'elettrificazione dei consumi, che rappresentano opportunità sia per aumentare la creazione di valore per tutti sia per concorrere positivamente a un più rapido raggiungimento degli Obiettivi di Sostenibilità Globale definiti dall'ONU (Sustainable Development Goals) nell'Agenda 2030.

Il Piano Strategico

Negli ultimi 10 anni le rinnovabili sono diventate il trend dominante nella generazione di energia, grazie alla riduzione dei costi, consentendo alla decarbonizzazione di procedere a un ritmo più spedito: è stato un decennio di profondi cambiamenti nel mix di generazione di energia elettrica, destinato a proseguire a velocità sempre crescente. Il prossimo decennio sarà cruciale per il conseguimento degli obiettivi fissati dall'Accordo di Parigi nel 2015. Questo periodo sarà, al contempo, caratterizzato anche da crescenti interventi a favore dell'elettrificazione, attraverso la quale i clienti convertiranno gradualmente i propri consumi energetici verso il vettore elettricità, con miglioramenti a livello di spesa, efficienza, emissioni e stabilità dei prezzi.

Il modello di business – Per poter beneficiare pienamente di tutte le opportunità emergenti dal contesto di mercato in cui opera, il Gruppo ha identificato due modelli di business, Ownership e Stewardship. A seconda della geografia di interesse e del contesto operativo viene identificato il modello di business più opportuno ed efficace:

- il modello di business di Ownership, in cui il Gruppo effettua direttamente investimenti in rinnovabili, reti e clienti. Tale modello viene utilizzato quando si opera in Paesi in cui si può già far leva sull'intera catena del valore, dalla generazione all'integrazione con i clienti finali. Si tratta quindi dei Paesi che si definiscono "Tier 1", quali Italia, Spagna e Romania in Europa e Stati Uniti, Brasile, Cile, Colombia e Perù nelle Americhe;

- il modello di business di Stewardship, in cui il Gruppo investe capitale in joint venture esistenti, di nuova costituzione o acquisendo partecipazioni di minoranza, al fine di massimizzare il valore del know-how sviluppato nei diversi business di presenza. Ciò attraverso l'attivazione di specifici servizi contrattuali verso i partner o anche attraverso la valorizzazione successiva degli asset. Questo modello si concentra principalmente, ma non esclusivamente, su Paesi "non Tier 1", dove la presenza del Gruppo non è integrata e si cerca di costruire partnership con terze parti per esplorare nuove aree geografiche oppure per valorizzare l'esperienza operativa del Gruppo in contesti alternativi.

Le azioni strategiche – In tale prospettiva, il Gruppo ha fissato come segue le proprie linee guida strategiche.

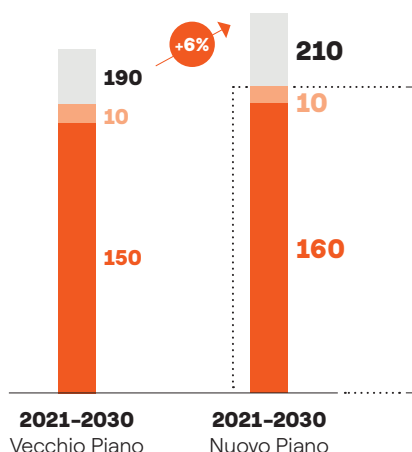
I. Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata

Il Gruppo prevede di mobilitare 210 miliardi di euro tra il 2021 e il 2030. Di tale importo il Gruppo prevede di investire direttamente circa 170 miliardi di euro (+6% rispetto al Piano precedente) attraverso i modelli di business di Ownership e di Stewardship, con ulteriori 40 miliardi di euro catalizzati da quest'ultimo attraverso terzi.

Si prevede che tale allocazione di capitale accelererà il conseguimento degli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione del Gruppo.

Totale investimenti⁽¹⁾

(€mld)



2021-2030

Vecchio Piano

2021-2030

Nuovo Piano

● Ownership ● Stewardship ● Terze parti

(1) Vecchio Piano 2021-2030 include Capex consolidate in Stewardship di Enel X.

Capex per Linea di Business e per necessità dei clienti**44%**

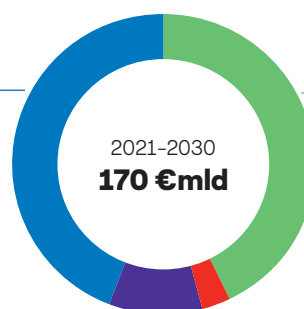
Energia distribuita
accessibile e sicura

**10%**

Servizi di alta
qualità e high tech

**43%**

Energia pulita
e accessibile

**3%**

Entro il 2030 il Gruppo Enel prevede di raggiungere una capacità rinnovabile gestita complessiva di circa 154 GW, triplicando il suo portafoglio al 2020, nonché di aumentare la base clienti della rete di 12 milioni e di promuovere l'elettificazione dei consumi energetici, aumentando di quasi il 30% i volumi di elettricità venduta e concentrandosi al contempo sullo sviluppo di servizi "beyond commodity", quali il potenziamento della rete di ricarica per la mobilità elettrica o quelli relativi al behind-the-meter storage e ai bus elettrici, in collaborazione con partner.

II. Abilitare l'elettificazione della domanda di energia dei clienti

Le azioni strategiche del Gruppo avranno l'obiettivo di incrementare il valore per i clienti nei segmenti Business to Consumer (B2C), Business to Business (B2B) e Business to Government (B2G), mediante l'aumento del livello di elettificazione di tali clienti e il contestuale miglioramento dei servizi offerti.

Nei Paesi "Tier 1" si prevede che questa strategia mirata, abbinata a investimenti nell'asset base, produca un incremento del margine integrato di Gruppo pari a 2,6 volte tra il 2021 e il 2030, con il supporto di una piattaforma unificata in grado di gestire la più grande base di clienti al mondo tra gli operatori privati.

Il Gruppo valorizzerà il proprio posizionamento integrato nei Paesi "Tier 1", dove si prevede:

- un incremento dell'80% dei ricavi rispetto al 2021;
- un calo del 40% del costo totale dell'energia venduta ai clienti da tutte le fonti energetiche rispetto al 2021.

L'aumento dei volumi dell'elettricità venduta e la crescita dei servizi "beyond commodity" si accompagneranno a una generale diminuzione dei costi. Nello specifico, si prevede che il costo totale della produzione si ridurrà del 50% circa, per effetto del maggiore ricorso alla produzione propria nelle vendite di energia oltre che dell'incremento della quota di rinnovabili nel mix di generazione del Gruppo, che passerà da circa il 60% nel 2021 a più dell'85% nel 2030 nei Paesi "Tier 1".

Si prevede che il valore creato dal Gruppo per i clienti potrebbe condurre a una riduzione fino al 40% della loro spesa energetica totale, unitamente a una riduzione fino all'80% della loro carbon footprint entro il 2030.

III. Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain

Al fine di rafforzare la strategia di focalizzazione sul cliente mediante l'impiego di piattaforme, il Gruppo ha creato la Linea di Business Global Customer Operations, responsabile della definizione della strategia commerciale e di indirizzare l'allocatione del capitale verso le esigenze dei clienti, facendo leva sull'elettificazione e migliorando ulteriormente la qualità dei servizi offerti.

La rifocalizzazione del Gruppo si accompagnerà alla semplificazione e al ribilanciamento del suo portafoglio, mediante (i) focus su Paesi "Tier 1", (ii) risorse rese disponibili attraverso la dismissione di asset non più funzionali alla strategia del Gruppo e (iii) operazioni straordinarie mirate a migliorare il posizionamento, acquisire competenze o generare sinergie.



IV. Anticipare gli obiettivi di "Net Zero" sostenibile al 2040

La strategia definita e il posizionamento del Gruppo previsto al 2030 consentono di poter affermare l'impegno del Gruppo ad anticipare di 10 anni, dal 2050 al 2040, l'impegno "Net Zero" degli accordi di Parigi sia per le emissioni dirette sia per quelle indirette. Enel si è impegnata a raggiungere un valore di zero emissioni, senza l'utilizzo di alcuna tecnologia di rimozione del carbonio o soluzioni nature-based, relativamente alla generazione di energia e alla vendita di elettricità e gas naturale ai clienti finali.

Il piano tramite il quale il Gruppo prevede di anticipare tale ambizioso traguardo si basa sull'implementazione di alcuni fondamentali step strategici: (i) la previsione di accelerare il processo di decarbonizzazione delle attività di generazione, sostituendo progressivamente il portafoglio termoelettrico con nuova capacità rinnovabile oltre ad avvalersi dell'ibridazione delle rinnovabili con soluzioni di accumulo; (ii) entro il 2040 l'elettricità venduta dal Gruppo sarà prodotta al 100% da rinnovabili ed entro lo stesso anno il Gruppo uscirà dall'attività di vendita retail di gas.

Il Piano Industriale 2022-2024

All'interno delle più ampie ambizioni espresse per il posizionamento del Gruppo al 2030, il Piano Industriale 2022-2024 si pone idealmente all'inizio di un percorso di crescita che abbraccia tutto il decennio.

Nei prossimi tre anni il Gruppo si posizionerà nel quadro degli obiettivi fissati per il 2030. In particolare, le strategie a medio e lungo termine sono pienamente allineate con le azioni strategiche di seguito descritte.

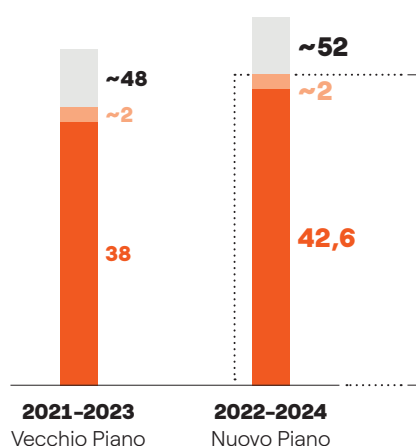
I. Allocare capitale a supporto di una fornitura di elettricità decarbonizzata

Il Gruppo prevede di investire direttamente un totale di circa 45 miliardi di euro nel periodo 2022-2024, pari a un incremento del 12% rispetto al Piano precedente, mobilitando al contempo ulteriori 8 miliardi di euro circa provenienti da terzi nel quadro del modello di business di Stewardship.

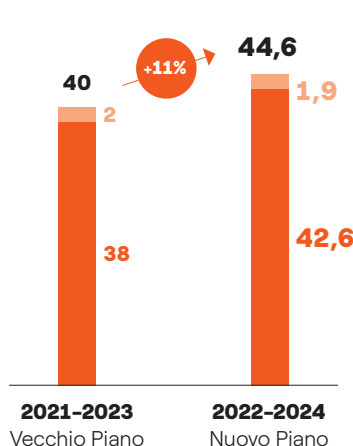
Nel periodo 2022-2024 il Gruppo prevede di investire circa 43 miliardi di euro tramite il modello di business di Ownership, con un allineamento del 94% agli Obiettivi di Sviluppo

Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite; in particolare, saranno diretti al raggiungimento degli obiettivi previsti dall'SDG 7 ("Affordable and Clean Energy"), SDG 9 ("Industry, Innovation and Infrastructure") ed SDG 11 ("Sustainable Cities and Communities"), contribuendo tutti in tal modo alla lotta al cambiamento climatico (SDG 13 - "Climate Action"). L'allineamento degli investimenti previsti dal Piano Strategico del Gruppo con gli obiettivi di decarbonizzazione e riduzione delle emissioni di gas serra viene definito sulla base di una specifica metodologia attraverso la quale gli investimenti in rinnovabili e in power retail sono per natura riferibili all'SDG 7, gli investimenti nella rete di distribuzione sono riferibili all'SDG 9 e gli investimenti in Enel X sono riferibili all'SDG 11. Il 94% sopra menzionato esclude quindi gli investimenti in generazione convenzionale e in gas retail. Inoltre, si stima che gli investimenti previsti a Piano saranno allineati ai criteri della tassonomia UE in una percentuale compresa tra l'80% e il 90%, visto il sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico.

Totale investimenti⁽¹⁾
(€mld)



Capex Enel
(€mld)



~94%
allineati con SDG⁽²⁾



>85%
allineati con
tassonomia EU⁽²⁾

● Ownership ● Stewardship ● Terze parti

(1) Vecchio Piano 2021-2030 include Capex consolidate in Stewardship di Enel X.
(2) Si riferisce solo a Capex relative al modello di Ownership.

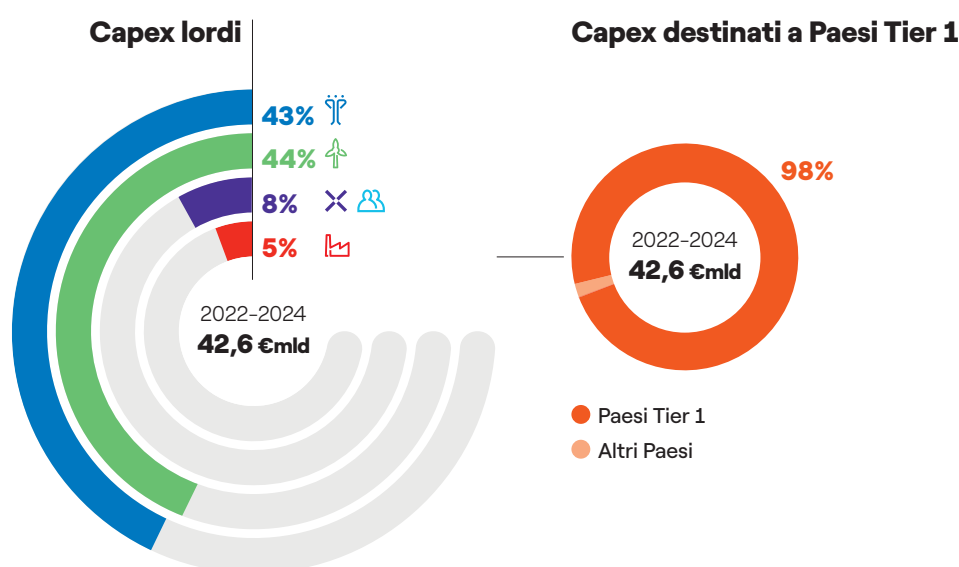
Nel medesimo periodo il Gruppo prevede inoltre di investire circa 2 miliardi di euro (di cui il 27% in rinnovabili, il 17% nella rete di distribuzione e il restante 56% per abilitare l'elettrificazione dei clienti) nel quadro del modello di business di Stewardship mediante apporti di capitale e acquisizioni di partecipazioni di minoranza, mobilitando al contempo ulteriori 8 miliardi di euro circa di investimenti provenienti da terzi. Gli investimenti in generazione convenzionale sono previsti in riduzione progressiva nell'arco di Piano.

Sul totale degli investimenti del Gruppo previsti dai modelli di Ownership e di Stewardship per il 2022-2024:

- circa 19 miliardi di euro si prevede siano destinati alle Rinnovabili, in particolare in Paesi dove il Gruppo beneficia di un business integrato con i clienti finali. Si prevede che la capacità rinnovabile totale del Gruppo aumenti a 77 GW

dai 53 GW installati alla fine del 2021. Di conseguenza, si stima che la produzione a zero emissioni raggiunga il 77% nel 2024 e che nello stesso periodo le emissioni di CO₂ per kWh diminuiscano di oltre il 35% rispetto al 2021, posizionando il Gruppo verso il conseguimento dei propri obiettivi "Net Zero" nei tempi previsti;

- circa 18 miliardi di euro si prevede siano destinati al business Infrastrutture e Reti, con un aumento del 12% rispetto al Piano precedente, come risultato di maggiori investimenti in Europa, che è previsto facciano leva anche sulle opportunità create dai Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza lanciati nell'UE. Grazie a questi investimenti, che hanno l'obiettivo di migliorare ulteriormente i livelli qualitativi e di resilienza della rete, si stima che la RAB del Gruppo raggiunga i 49 miliardi di euro, in crescita di quasi il 14% rispetto al 2021.



II. Abilitare l'elettrificazione della domanda di energia dei clienti

Grazie al nuovo modello del Gruppo incentrato sui clienti, il margine integrato è atteso in crescita di 1,6 volte entro il 2024 rispetto al 2021. Nei prossimi tre anni si prevede che i ricavi da clienti aumentino del 26% e le vendite di elettricità crescano del 25%. Ciò sarà accompagnato da una diminuzione di circa il 15% del costo complessivo dell'energia venduta rispetto al 2021, che è anche frutto di una riduzione di circa il 23% nel costo medio di produzione.

III. Fare leva sulla creazione di valore lungo tutta la value chain

La gestione attiva degli asset verrà utilizzata per completare il processo di semplificazione del Gruppo Enel e rendere disponibili risorse che saranno impiegate per cogliere ul-

teriori opportunità di crescita. Si prevede che queste azioni producano un incremento degli utili di 300 milioni di euro a regime.

A livello di Gruppo, si prevede che l'EBITDA ordinario cresca del 11% dai 19,2 miliardi di euro del 2021 a un valore compreso fra 21,0 e 21,6 miliardi di euro nel 2024.

Si prevede che alla crescita dell'EBITDA ordinario di Gruppo contribuiscano i seguenti fattori:

- la crescita delle Rinnovabili è il principale driver del periodo, con un contributo previsto di circa 2,0 miliardi di euro, su un totale contributo del business della generazione di 2,9 miliardi di euro; si prevede che l'evoluzione del portafoglio di generazione si traduca in una crescita del 45% dell'EBITDA di Enel Green Power⁽²⁾ nel periodo di

(2) Include le attività di generazione convenzionale.



Piano, nello specifico dai 6,0 miliardi di euro nel 2021 a 8,7 miliardi di euro nel 2024;

- l'EBITDA del business Clienti è previsto in crescita di circa il 40% nel periodo di Piano, raggiungendo 4,9 miliardi di euro nel 2024 dai 3,4 miliardi di euro del 2021. Tale crescita è guidata dalle iniziative del Gruppo per una strategia integrata a livello commerciale e di capacità di generazione, dall'apporto di volumi di elettricità nel mercato libero e dai bisogni incrementali di servizi aggiuntivi;
- l'EBITDA del business Infrastrutture e Reti è previsto in aumento del 16% a 8,7 miliardi di euro nel 2024 dai 7,7 miliardi di euro del 2021. I principali fattori di crescita sono l'aumento della RAB, trainato dai maggiori investimenti, i programmi di efficientamento, gli aumenti tariffari per effetto dell'indicizzazione all'inflazione, soprattutto in America Latina, e l'incremento dei volumi di energia distribuita.

Si prevede che l'utile netto ordinario aumenti di circa il 20% dai 5,6 miliardi di euro del 2021 a un valore compreso fra 6,7 e 6,9 miliardi di euro nel 2024, grazie alle dinamiche

operative sopra descritte e alla continua ottimizzazione della gestione finanziaria di Gruppo. Questa ottimizzazione sarà conseguita soprattutto mediante l'aumento delle fonti di finanziamento sostenibili, che si prevede rappresenteranno circa il 65% del debito lordo totale nel 2024, portando a un costo dell'indebitamento lordo che si prevede diminuisca al 2,9% nel 2024 rispetto al 3,5% del 2021.

Si prevede che la leva finanziaria si mantenga stabile, con un rapporto net debt/EBITDA del Gruppo pari a 2,9 volte nel periodo di Piano e un indebitamento netto di Gruppo previsto a 61-62 miliardi di euro nel 2024 da 52 miliardi di euro nel 2021.

La politica dei dividendi di Enel per il periodo resta semplice, prevedibile e interessante. È previsto che gli azionisti ricevano un dividendo per azione (DPS) fisso che si prevede cresca del 13% dal 2021 al 2024, fino a raggiungere 0,43 euro/azione. Si stima che la crescita attesa a livello di utili, sommata al rendimento sottostante del dividendo ("Dividend Yield"), si tradurrà in un rendimento totale di circa il 13%.

Scenario di riferimento

Il contesto economico energetico nel primo semestre 2022

Variazione dell'indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	1° semestre		Variazione
	2022	2021 ⁽¹⁾	
Italia	6,70	0,97	5,73
Spagna	8,40	1,40	7,00
Argentina	56,25	44,52	11,73
Brasile	11,33	6,51	4,82
Cile	9,90	3,25	6,65
Colombia	8,58	2,26	6,32
Perù	7,25	2,63	4,62

(1) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.

Tassi di cambio

	1° semestre		Variazione
	2022	2021 ⁽¹⁾	
Euro/Dollaro statunitense	1,09	1,21	-9,9%
Euro/Sterlina britannica	0,84	0,87	-3,4%
Euro/Franco svizzero	1,03	1,09	-5,5%
Dollaro statunitense/Yen giapponese	123,15	107,76	14,3%
Dollaro statunitense/Dollaro canadese	1,27	1,25	1,6%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,39	1,30	6,9%
Dollaro statunitense/Rublo russo	77,97	74,33	4,9%
Dollaro statunitense/Peso argentino	112,40	91,36	23,0%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,07	5,39	-5,9%
Dollaro statunitense/Peso cileno	826,57	720,24	14,8%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	3.915,40	3.625,49	8,0%
Dollaro statunitense/Sol peruviano	3,78	3,73	1,3%
Dollaro statunitense/Peso messicano	20,26	20,18	0,4%
Dollaro statunitense/Lira turca	14,87	7,91	88,0%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	76,22	73,33	3,9%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	15,40	14,54	5,9%

(1) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.



Andamento economico

Dopo poco più di due anni di pandemia a causa del COVID-19, il conflitto armato tra Russia e Ucraina, con i suoi impatti diretti sui mercati delle materie prime, sulle catene di approvvigionamento, sui livelli d'inflazione e sui mercati finanziari, ha aggravato in modo significativo il contesto macroeconomico mondiale nel primo semestre 2022 frenando la sua ripresa economica. Nello specifico, l'insorgere del conflitto ha causato in questo primo semestre dell'anno uno shock globale nell'offerta di una vasta gamma di materie prime, specialmente quelle agricole ed energetiche, impattando negativamente l'economia mondiale, abbassando le aspettative di crescita di molti Paesi e creando un nuovo pericolo per le crescenti pressioni inflattive ereditate nei trimestri precedenti. Considerati questi fattori, si attende un modesto tasso di crescita del PIL globale intorno al 2,8% per il secondo trimestre su base annuale, rispetto al 4,2% registrato nel primo trimestre.

L'economia dell'Eurozona ha registrato nel secondo trimestre 2022 un tasso di crescita atteso del PIL del 3,1% su base annuale determinato dall'accumulo di scorte, dalla spinta del commercio netto legato alla debolezza delle importazioni e dai consumi privati supportati dai vari sussidi statali e dai risparmi privati accumulati nei periodi passati, contraddistinti dalle restrizioni alla mobilità e alle attività economiche. Tuttavia, la ripresa economica dell'Eurozona nel secondo trimestre è stata ancora fortemente penalizzata dai crescenti livelli d'inflazione generati dall'aumento repentino dei prezzi delle materie prime energetiche che, a cascata, hanno spinto verso l'alto anche i prezzi dei beni alimentari, dei prodotti industriali e dei servizi. Tali aumenti generalizzati dei prezzi hanno fatto registrare un livello dell'inflazione al 8% su base annuale nel secondo trimestre 2022, in aumento rispetto al 6,1% nel trimestre precedente, e ben al di sopra dell'obiettivo perseguito dalla Banca Centrale Europea (BCE) del 2%. Per contenere tali dinamiche inflattive crescenti, la BCE ha annunciato l'inizio di un aumento graduale dei suoi tassi di interesse di riferimento e l'interruzione degli acquisti netti di attività nell'ambito dell'"Asset Purchase Program" a partire dal 1° luglio 2022. Inoltre, a metà giugno, dopo che i rendimenti obbligazionari sono aumentati in modo significativo per molti Governi dell'Eurozona, la BCE ha convocato una riunione d'emergenza per discutere le attuali "condizioni di mercato". In questa sede, la BCE ha annunciato l'applicazione di flessibilità nel reinvestimento dei rimborsi in scadenza nel portafoglio "Pandemic Emergency Purchase Programme", al fine di preservare il funzionamento del meccanismo di trasmissione della politica monetaria, e l'accelerazione per

il completamento della progettazione di un nuovo strumento "anti-frammentazione" tra i mercati dell'Eurozona.

Negli Stati Uniti, il tasso di crescita del PIL è rimasto positivo con un valore atteso intorno al 2,6% su base annuale nel secondo trimestre 2022, rispetto al 3,5% del trimestre precedente, trainato da una forte ripresa dei consumi interni per beni e servizi, e un mercato del lavoro resiliente con il tasso di disoccupazione stimato al 3,6% nel secondo trimestre dell'anno. Nonostante gli impatti diretti del conflitto tra Russia e Ucraina siano stati più contenuti che nell'Eurozona per i limitati accordi commerciali e legami finanziari, anche negli Stati Uniti l'inflazione è aumentata più delle aspettative, spinta dai prezzi delle componenti energetiche e dei prodotti alimentari che hanno fatto registrare un aumento dell'8,7% su base annuale nel secondo trimestre dell'anno. Per far fronte a tali pressioni inflattive, nella riunione di giugno, la Federal Reserve ha deciso di aumentare il tasso di riferimento sui fondi federali di 75 punti base a un intervallo compreso tra 1,5% e 1,75%, anticipando che futuri aumenti saranno probabilmente previsti nei successivi incontri. Inoltre, è stata annunciata la riduzione della propria detenzione in titoli quali "Treasury securities", "agency debt" e "agency mortgage-backed securities", al fine di ridurre la dimensione del proprio bilancio come già anticipato nell'incontro di maggio.

In Italia, il contesto macroeconomico anche per il secondo trimestre 2022 è stato significativamente influenzato dal conflitto tra Russia e Ucraina a causa della forte dipendenza del Paese dalle risorse energetiche estere. Difatti, l'aumento dei prezzi delle materie prime combinato con le persistenti distorsioni a livello di catene di approvvigionamento ha spinto al rialzo i livelli d'inflazione, che si è attestata al 7,4% su base annuale nel secondo trimestre. La crescita dell'economia reale in questo trimestre è stata supportata principalmente da una forte domanda interna per servizi, facendo registrare un tasso di crescita atteso del PIL del 3,9% su base annuale. Similmente, il quadro economico in Spagna continua a essere impattato negativamente dal conflitto militare con un livello dei prezzi in aumento dell'8,9% su base annuale, guidato da un aumento vertiginoso dei prezzi globali dell'energia e dei beni alimentari.

In Brasile, l'economia ha sorpreso positivamente performando meglio delle aspettative di inizio anno con un tasso di crescita atteso del PIL del 2,4% su base annuale per il secondo trimestre dell'anno. La crescita dell'economia brasiliana è stata principalmente supportata dalla ripresa dei

servizi e dei consumi interni, e dai ricavi delle esportazioni che hanno beneficiato degli alti prezzi delle materie prime come il petrolio. Tuttavia, la banca centrale brasiliana ha mantenuto in questo semestre una politica monetaria fortemente restrittiva, portando il tasso di interesse di riferimento al 13,25% per contrastare un'elevata inflazione, attestasi all'11,9% su base annuale. In Cile, il PIL ha registrato una crescita attesa del 5% su base annuale ostacolata da un minor supporto degli stimoli fiscali e monetari adottati nell'anno precedente per fronteggiare la crisi pandemica, e da elevati aumenti dei prezzi dei materiali industriali, delle componenti energetiche e dei beni alimentari che hanno spinto l'inflazione ad attestarsi all'11,5% su base annuale.

In Colombia, sulla scia di un eccezionale primo trimestre dell'anno, il PIL ha registrato un aumento atteso dell'11,5%, frenato, tuttavia, dai livelli elevati d'inflazione (9,3% nel secondo trimestre), da un inasprimento della politica monetaria della banca centrale e dal calo dei consumi e degli investimenti privati che potrebbero aggravare il percorso di ripresa economica futura. Infine, il contesto macroeconomico del Perù è stato fortemente condizionato dall'instabilità politica del Governo del Presidente Pedro Castillo e da elevate pressioni inflattive, guidate principalmente dai prezzi dei beni alimentari, che hanno fatto registrare un tasso di crescita dell'inflazione dell'8,3% su base annuale nel secondo trimestre dell'anno.



Andamento dei principali indicatori di mercato

Le quotazioni internazionali delle commodity

	1° semestre		
	2022	2021	Variazione
Indicatori di mercato			
Prezzo medio del greggio ICE Brent (\$/bbl)	104,4	65,0	60,6%
Prezzo medio CO ₂ (€/t)	83,3	43,7	90,6%
Prezzo medio del carbone (\$/t CIF ARA) ⁽¹⁾	281,2	78,1	260,1%
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	95,6	21,6	342,6%
Prezzo medio del rame (\$/t) ⁽³⁾	9.771	9.076	7,7%
Prezzo medio dell'alluminio (\$/t) ⁽³⁾	3.071	2.243	36,9%
Prezzo medio del nickel (\$/t) ⁽³⁾	28.551	17.456	63,6%

(1) Indice API2.

(2) Indice TTF.

(3) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.

Nel primo semestre 2022 i mercati delle commodity hanno mostrato un forte trend rialzista, determinato *in primis* dalle tensioni sui mercati del gas, esacerbati dal conflitto tra Russia e Ucraina e dalle sanzioni imposte alla Russia da Unione Europea e Stati Uniti.

Il TTF, benchmark europeo per il gas naturale, ha raggiunto nuovi massimi storici nel primo semestre 2022, aumentando di oltre il 300% rispetto allo stesso periodo del 2021 e superando i 200 €/MWh. La crescita del prezzo di questa commodity è legata alla forte incertezza che ha caratterizzato i flussi provenienti dalla Russia, principale fornitore del mercato europeo, nei mesi successivi allo scoppio delle ostilità, unita a un basso livello di riempimento degli stoccaggi nel vecchio continente. Per sopperire al rallentamento dei flussi russi l'Europa si è rivolta al mercato del GNL, attirando flussi da tutto il mondo ed entrando in competizione con il mercato asiatico.

Facendo seguito alle dinamiche del mercato del gas, anche i prezzi del carbone si registrano in forte aumento rispetto al 2021; all'elevata domanda della commodity, guidata da fenomeni di fuel switching e dalla ripresa dell'attività economica in Cina, ha corrisposto un'offerta scarsamente elastica, la cui catena del valore ha subito nel corso dell'anno diverse disruption.

Passando al mercato petrolifero, si è assistito a una marcata crescita degli indici di prezzo del petrolio, dovuta, da un lato, alla ripresa dei consumi e, dall'altro, alla difficoltà dei Paesi produttori di aumentare coerentemente i livelli di offerta. Nell'ultimo mese si è assistito a un lieve storno del prezzo degli indici di prezzo del petrolio, che scontano la

possibilità di una diminuzione dell'attività economica, ma che rimangono al di sopra dei 100 \$/bl.

Anche il prezzo della CO₂ ha registrato una forte crescita rispetto al primo semestre 2021, aumentando del 90% in seguito alle riforme che sono al vaglio delle autorità europee. Negli ultimi mesi si è osservato un rallentamento della crescita di questa commodity, a causa dell'incertezza sul suo ruolo nell'attuale contesto di crisi energetica.

Dall'inizio dell'anno, gli indici di prezzo dei metalli hanno mostrato elevata volatilità. Il comparto dei metalli industriali ha raggiunto livelli record nel mese di marzo, trainato anch'esso dallo scoppio del conflitto Russia-Ucraina e dall'incertezza legata all'imposizione delle sanzioni, che non hanno poi impattato i flussi di export. Successivamente si è verificato un forte storno, imputabile principalmente ai timori di una imminente recessione globale, che ha visto gli indici LME registrare il più brusco crollo trimestrale dalla crisi finanziaria. Il prezzo del rame, per esempio, ha perso oltre il 30% da marzo a giugno, raggiungendo il valore più basso da novembre 2020.

Le principali incognite che determineranno il trend di prezzo nei prossimi mesi saranno la ripresa della Cina, e la relativa immissione di stimoli all'economia, e l'impatto delle politiche monetarie restrittive di lotta all'inflazione. Un fattore di sostegno dei prezzi è rappresentato dall'attuale basso livello di stock dei principali metalli, che evidenzia una forte discrepanza tra i fattori micro e il sentiment macro, molto impattato dai timori di una recessione.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

2° trimestre			TWh	1° semestre		
2022	2021	Variazione		2022	2021	Variazione
77,7	76,2	2,0%	Italia	158,0	154,9	2,0%
57,5	57,6	-0,2%	Spagna	118,2	120,1	-1,6%
36,7	33,9	8,3%	Argentina	71,3	68,1	4,7%
147,1	148,0	-0,6%	Brasile	306,7	305,0	0,6%
21,0	20,2	4,0%	Cile	41,7	40,1	4,0%
18,7	17,8	5,1%	Colombia	37,9	35,9	5,6%
13,6	13,3	2,3%	Perù	27,3	26,6	2,6%

Fonte: TSO nazionali. I dati possono subire variazioni nel corso dell'anno.

Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, nel primo semestre 2022 l'andamento della domanda di energia elettrica è risultato in leggera crescita in Italia (+2%), mentre in Spagna si è registrata una flessione dell'1,6%. Generalmente positivo, invece, l'andamento delle doman-

de in America Latina, con il Brasile e il Perù che hanno registrato un livello di domanda elettrica in lieve aumento (rispettivamente dello 0,6% e del 2,6%) rispetto al primo semestre 2021. Crescita più sostenuta invece in Cile, Argentina e Colombia, con aumenti superiori al 4%.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° semestre 2022 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° semestre 2022 - 1° semestre 2021	Prezzo medio peakload 1° semestre 2022 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° semestre 2022 - 1° semestre 2021
Italia	248,6	272,0%	270,5	266,0%
Spagna	205,6	252,0%	208,8	227,0%

La forte crescita dei prezzi del gas e del carbone ha determinato un forte rialzo dei prezzi dell'energia elettrica, con incrementi rispetto al primo semestre 2021 di oltre il 250% sia in Italia sia in Spagna. Questo effetto è stato amplificato dalla scarsa produzione del comparto idroelettrico e dalla

scarsa generazione nucleare in Francia. In Spagna, al fine di tutelare i consumatori, è stato imposto un tetto sul prezzo del gas per la generazione elettrica a partire dal mese di giugno, che ha avuto un forte effetto ribassista sui prezzi.

Domanda di gas naturale

2° trimestre				Miliardi di m³	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
13,3	14,3	(1,0)	-7,0%	Italia	38,6	39,4	(0,8)	-2,0%
7,0	7,3	(0,3)	-4,1%	Spagna	16,6	15,8	0,8	5,1%

L'andamento della domanda di gas naturale nel primo semestre 2022 ha registrato una lieve diminuzione in Italia (-2%) rispetto allo stesso periodo del 2021, principalmente a causa

del forte aumento del prezzo della materia prima. Nello stesso periodo, invece, si è registrato un aumento in Spagna, guidato dalla maggior domanda per generazione termica.



Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre				Miliardi di m³	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
4,3	5,1	(0,8)	-15,0%	Reti di distribuzione	18,3	19,3	(1,0)	-5,2%
3,2	3,5	(0,3)	-8,6%	Industria	6,6	7,2	(0,6)	-8,3%
5,5	5,5	-	-	Termoelettrico	12,8	11,9	0,9	7,6%
0,3	0,2	0,1	50,0%	Altro ⁽¹⁾	0,9	1,0	(0,1)	-10,0%
13,3	14,3	(1,0)	-7,0%	Totale	38,6	39,4	(0,8)	-2,0%

(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 primo semestre 2022 si attesta a 38,6 miliardi di metri cubi, registrando una contrazione del 2% rispetto allo stesso periodo del 2021. La diminu-

zione è stata determinata dalla minor domanda per riscaldamento e per la produzione industriale, mentre è cresciuta la domanda per generazione elettrica (+7,6%).

Risk management

Il Gruppo adotta un modello di risk governance supportato da principi (Risk Governance Pillars) e da una omogenea tassonomia dei rischi per il Gruppo (Risk Catalogue).

Il governo dei rischi di Gruppo è fondato su un set di ele-

menti strutturato e formalizzato definito e aggiornato periodicamente in coerenza con le evoluzioni del Gruppo, con lo standard internazionale di gestione del rischio ISO 31000 e con le migliori pratiche di gestione dei rischi.

I pilastri della Risk Governance

I pilastri della Risk Governance prevedono:

1 Comitato Rischi di Gruppo

istituito ai massimi livelli e guidato dall'Amministratore Delegato del Gruppo Enel.

2 Comitati rischi localizzati

sulle principali Linee di Business e perimetri geografici (Paesi e Regioni), guidati dal Responsabile della Funzione di competenza (Responsabile Linea di Business/Paese/Regione) e coordinati con il Comitato Rischi di Gruppo.

3 Risk Appetite Framework

Sistema integrato e formalizzato di elementi che consentono la definizione e l'applicazione di un approccio integrato alla gestione, misurazione e controllo di ciascun rischio, consentendone una rappresentazione sinottica.

4 Tre linee di difesa

assegnazione chiara e definita di ruoli e responsabilità sulla base del principio "3 linee di difesa" (1 = Management, 2 = Controllo, 3 = Internal Audit).

5 Sistema di procedure organizzative e policy di rischio

per definire i processi relativi a misurazione, gestione, monitoraggio e controllo dei rischi più significativi.

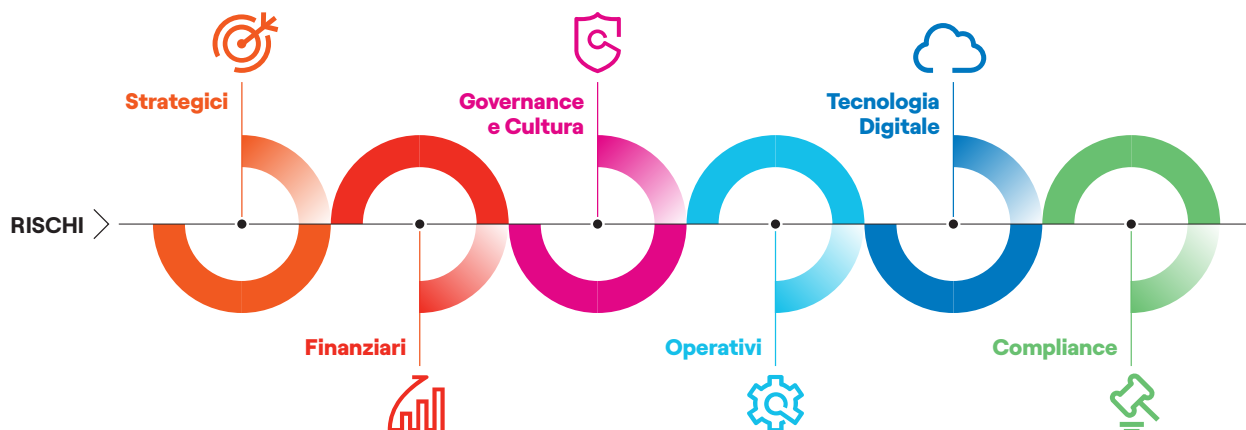
6 Sistema di reporting

continuo e strutturato rivolto ai decision-maker relativo a esposizioni a rischio e metriche, fornite a livello di Gruppo, Linee di Business e aree geografiche rilevanti.

Catalogo dei rischi

Enel, in considerazione della propria operatività, adotta una classificazione dei rischi ai quali è esposta che prevede sei

categorie: Strategici, Finanziari, connessi alla Tecnologia Digitale, Operativi, di Compliance e di Governance e Cultura.





Il catalogo dei rischi fa da riferimento per tutte le aree del Gruppo e per tutte le strutture interessate nei processi di gestione e di monitoraggio. L'adozione di un linguaggio comune agevola la mappatura e la rappresentazione organica dei rischi all'interno del Gruppo permettendo così l'identifi-

cazione di quelli che impattano i processi di Gruppo e dei ruoli delle unità organizzative coinvolte nella loro gestione.

Di seguito vengono declinate le sei categorie di rischio in relazione agli impatti sul Gruppo previsti nel catalogo dei rischi.

Categoria	Rischio	Definizione
 Strategici	 Cambiamenti climatici	Rischi legati a iniziative strategiche e operative di adattamento e mitigazione ai cambiamenti climatici non tempestive o non adeguate.
	 Panorama competitivo	Rischi legati a tendenze evolutive del mercato che possono influire sul posizionamento competitivo sui mercati, sulla crescita e redditività del Gruppo.
	 Innovazione	Rischi derivanti dall'inadeguatezza dello scouting tecnologico, analisi errate o incomplete su incertezza, complessità e grado di fattibilità di progetti innovativi.
	 Evoluzioni legislative e regolatorie	Rischi dovuti ad evoluzioni avverse del panorama legislativo o regolamentare, non prontamente identificati, valutati e gestiti.
	 Tendenze macroeconomiche e geopolitiche	Rischi derivanti dal deterioramento del contesto economico e geopolitico globale causato da crisi economiche, finanziarie, politiche, sociali o macroeconomiche.
	 Pianificazione strategica e allocazione del capitale	Rischi imputabili a ipotesi di scenario che non colgono le tendenze emergenti compromettendo l'attuazione di azioni di mitigazione tempestive.
 Governance e Cultura	 Cultura ed etica aziendale	Rischi connessi a inadeguata integrazione, all'interno dei processi e delle attività aziendali, dei principi etici, di diversità e di pari opportunità definiti dal Gruppo.
	 Governo aziendale	Rischio imputabile a regole di governo societario inefficaci e/o mancanza di integrità e trasparenza all'interno dei processi decisionali.
	 Reputazione	Rischio di incidere negativamente sull'immagine pubblica del Gruppo e di pregiudicare il rapporto di fiducia con gli azionisti.
	 Parti interessate	Rischio di coinvolgere in modo inefficace i principali stakeholder sul posizionamento strategico di Enel in materia di sostenibilità e obiettivi finanziari, con potenziali effetti negativi sulla sua reputazione e competitività.
 Tecnologia Digitale	 Efficacia IT	Rischi attribuibili a un supporto inefficace dei sistemi IT ai processi aziendali e alle attività operative.
	 Cyber security	Rischi derivanti da attacchi informatici e furti di dati sensibili dell'azienda e dei clienti, ascrivibili alla mancanza di sicurezza di reti, sistemi operativi e database.
	 Digitalizzazione	Rischio di gestire processi aziendali inefficaci e di sostenere costi operativi più elevati a causa della mancanza di digitalizzazione in termini di copertura dei flussi di lavoro, integrazione di sistemi e adozione di nuove tecnologie.
	 Continuità del servizio	Rischi dovuti a esposizione dei sistemi IT/OT a interruzioni del servizio e perdite di dati.

Categoria	Rischio	Definizione
 Finanziari	 Adeguatazza della struttura del capitale e accesso ai finanziamenti	Rischio che il rapporto debito/patrimonio netto del Gruppo o il mix tra il debito a lungo e breve termine possano non essere adeguati a supportare la flessibilità finanziaria, consentire il libero accesso a fonti di finanziamento e raggiungere gli obiettivi del costo del debito.
	 Tasso di interesse	Rischi ascrivibili a fluttuazioni avverse dei tassi di interesse che incidono sugli oneri finanziari o sull'adeguamento di fair value di attività e passività finanziarie sensibili.
	 Commodity	Rischi relativi ad andamenti avversi del mercato delle materie prime, a movimenti di volatilità dei prezzi o mancanza di domanda di materie prime e risorse naturali.
	 Tasso di cambio	Rischi associati a variazioni sfavorevoli dei tassi di cambio che incidono su costi e ricavi denominati in valuta estera, sull'adeguamento di fair value di attività e passività finanziarie sensibili e sul consolidamento di società controllate con diverse valute contabili.
	 Credito e Controparte	Rischi causati dall'inadempienza agli obblighi contrattuali di pagamento e consegna, deterioramento del credito, esposizioni significative verso un'unica controparte o controparti operanti nello stesso settore o area geografica.
	 Liquidità	Potenziali impatti dovuti all'incapacità di far fronte tempestivamente ai propri impegni finanziari di breve termine se non a condizioni economiche sfavorevoli o di liquidare attività sui mercati finanziari in presenza di vincoli al disinvestimento di attività.
 Operativi	 Protezione del patrimonio	Rischi derivanti da inefficaci attività di tutela sulle attività patrimoniali (furti, appropriazione indebita, gestione inadeguata) e finanziarie del Gruppo (assicurazioni, presidi legali).
	 Interruzione del business	Rischio di interruzione parziale o totale dell'attività aziendale derivante da guasti tecnici, malfunzionamenti, errori umani, sabotaggi, indisponibilità di materie prime o eventi atmosferici avversi.
	 Esigenze e soddisfazione dei clienti	Rischio legato al mancato o inadeguato soddisfacimento delle aspettative e dei bisogni dei clienti in termini di qualità, accessibilità, sostenibilità e innovazione.
	 Ambiente	Impatti significativi sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi coinvolti a seguito di una violazione del rispetto delle leggi ambientali.
	 Salute e sicurezza	Potenziali impatti sulle condizioni di salute e sicurezza dei dipendenti e delle parti coinvolte a seguito di violazione del rispetto di leggi in materia di salute e sicurezza.
	 Proprietà intellettuale	Rischio legato a violazioni o frodi della proprietà intellettuale del Gruppo.
	 Persone e organizzazione	Impatti riconducibili a strutture organizzative o competenze interne del personale per inefficaci processi di reclutamento, formazione e incentivazione.
	 Efficienza del processo	Rischio dovuto a gestione e monitoraggio inadeguati dei processi e delle attività operative.
	 Procurement, logistica e supply chain	Potenziali effetti causati da attività degli approvvigionamenti o di gestione dei contratti non adeguati.
	 Gestione della qualità del servizio	Rischio imputabile all'incapacità di terzi/fornitori di servizi interni di soddisfare i livelli di servizio concordati.



Categoria	Rischio	Definizione
 Compliance	 Conformità contabile	Potenziali impatti per violazione del rispetto di leggi e regolamenti contabili internazionali e nazionali per errata applicazione e/o interpretazione dei principi contabili internazionali adottati dal Gruppo.
	 Conformità antitrust e diritti dei consumatori	Rischio legato alla violazione delle leggi e dei regolamenti antitrust sui diritti dei consumatori.
	 Corruzione	Impatti negativi a seguito di dolo o corruzione da parte di soggetti all'interno o all'esterno del Gruppo al fine di ottenere un ingiusto o illecito vantaggio.
	 Protezione dei dati personali	Rischi imputabili alla violazione del rispetto delle leggi applicabili in materia di protezione dei dati e della privacy.
	 Divulgazione esterna	Rischio connesso a diffusione di segnalazioni, documenti contabili, comunicazioni o altri avvisi con informazioni errate, inesatte o incomplete.
	 Conformità alla regolamentazione finanziaria	Rischi imputabili alla violazione delle leggi e dei regolamenti finanziari internazionali o nazionali.
	 Conformità alla normativa fiscale	Rischio legato alla violazione delle leggi e dei regolamenti fiscali internazionali o nazionali.
	 Conformità alle altre leggi e regolamenti	Rischio derivante dal mancato rispetto di altre leggi e regolamenti internazionali, nazionali o locali non precedentemente descritti (per es., rispetto a mercati elettrici, distribuzione, generazione, appalti, autorizzazioni, campi di Borsa e golden power ecc.).

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Per un governo efficace dei rischi aziendali, Enel si è dotata di un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIQR"), opportunamente aggiornato, che rafforza la consapevolezza del profilo di rischio con le relative opportunità. Tale sistema è costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio

dei principali rischi aziendali nell'ambito del Gruppo.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi permette di definire in maniera articolata – per ciascun rischio e secondo un approccio integrato – la strategia di rischio, gli opportuni presidi gestionali e di controllo, nonché lo sviluppo e l'aggiornamento di metriche, modelli per la misura dei rischi e limiti a essi connessi.

Rischi strategici

Questa sezione è dedicata alla disclosure sui seguenti rischi strategici:



- Evoluzioni legislative e regolatorie
- Tendenze macroeconomiche e geopolitiche
- Cambiamenti climatici
- Panorama competitivo

Evoluzioni legislative e regolatorie

Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento dei vari sistemi, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, influiscono sull'andamento della gestione e dei risultati della Holding.

In questo senso le evoluzioni legislative e regolamentari vengono costantemente monitorate, come per esempio:

- i processi di revisione periodica della regolazione in ambito distribuzione;
- i processi di liberalizzazione dei mercati elettrici, con particolare attenzione all'accelerazione prevista sul

perimetro Italia, e alle aspettative di evoluzione in Sud America;

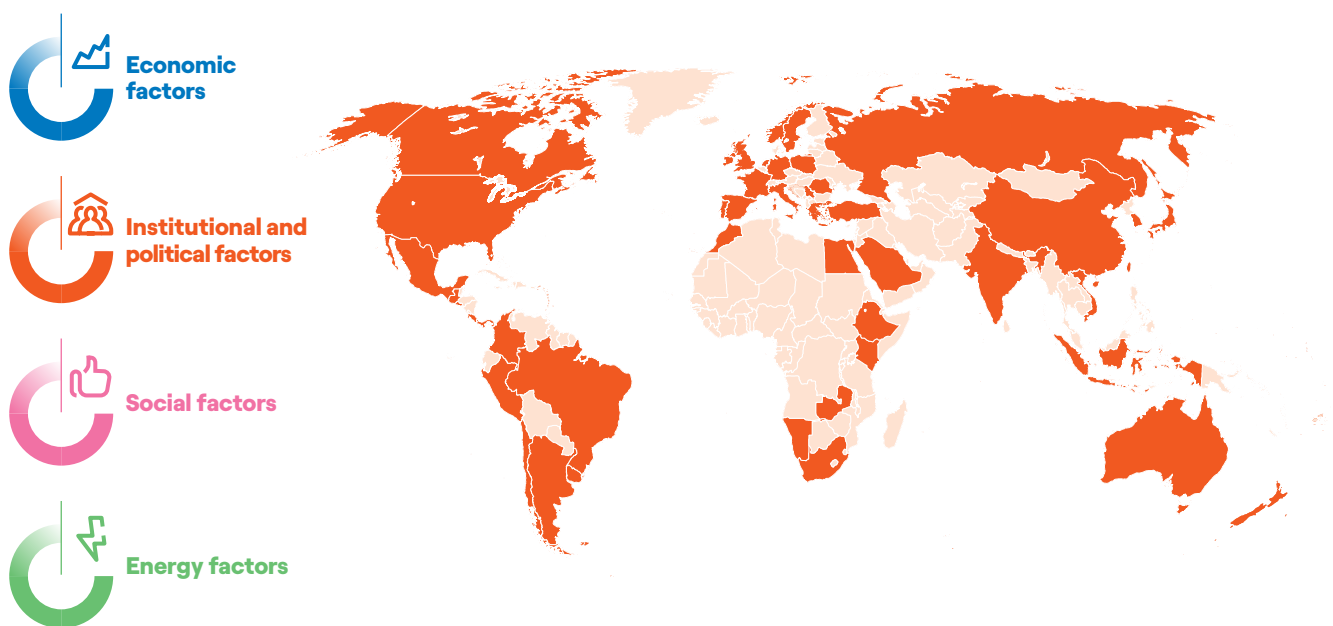
- le evoluzioni sui meccanismi di capacity payment in ambito produzione.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali evoluzioni, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto legislativo e regolamentare.

Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

La forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzato in varie regioni, tra cui Sud America, Nord America, Africa e Russia – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, istituzionale, sociale, climatica, e quelli associati al settore energetico, il cui

verificarsi potrebbe determinare un significativo effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sul valore degli asset aziendali. Enel, a tal proposito, si è dotata di un modello di valutazione quantitativa di Open Country Risk capace di monitorare puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro.



Open Country Risk è un modello quantitativo che estende la definizione più convenzionale di rischio Paese definita nella letteratura esistente fornendo un'analisi più completa dei rischi inglobando fattori economici, finanziari, politici, climatici ed energetici.

Il modello di Open Country Risk ambisce a superare la definizione più convenzionale di rischio Paese focalizzata sulla capacità di un Governo di ripagare il proprio debito emesso e a offrire una visione più ampia dei fattori di rischio che possono impattare un Paese. Nello specifico, il modello si articola in quattro componenti di rischio: fattori economici, istituzionali e politici, sociali, ed energetici.

Più nello specifico, il modello di Open Country Risk ha pertanto l'ambizione di misurare la resilienza economica dei

singoli Paesi, definita come equilibrio della loro posizione verso l'esterno, l'efficacia delle politiche interne, la vulnerabilità del sistema bancario e corporativo che possono far presagire crisi sistemiche, la loro appetibilità in termini di crescita economica, e infine una quantificazione degli eventi climatici estremi come causa di stress a livello ambientale ed economico (economic factors). A ciò si aggiunge una valutazione sulla robustezza delle istituzioni e del contesto politico (institutional and political factors),



una approfondita analisi dei fenomeni sociali e dei diritti umani volta a misurare il livello di benessere, inclusione e progresso sociale (social factors), l'efficacia del sistema energetico e il suo posizionamento all'interno del processo di transizione energetica, fattori indispensabili per valutare la sostenibilità degli investimenti in un orizzonte di medio-lungo termine (energy factors).

Nello specifico, l'introduzione di eventi climatici estremi all'interno dell'Open Country Risk consente di elaborare una valutazione sull'evoluzione di alcuni hazard climatici a livello Paese su scala globale in maniera omogenea. Maggiori informazioni sugli scenari climatici e sul framework utilizzato all'interno del modello di Open Country Risk sono descritte nel capitolo "Cambiamenti climatici".

Infine, per la parte di analisi relativa al processo di transizione energetica, il modello di Open Country Risk include anche analisi di rischio e opportunità in ottica previsionale quantificando le azioni e il percorso intrapreso dai singoli Paesi. Per esempio, il modello include diversi fattori relativi al peso delle fonti rinnovabili nella generazione energetica, al processo di elettrificazione e al grado di sostenibilità ambientale del sistema energetico nazionale, che, complessivamente, rappresentano caratteristiche cruciali per valutare le potenzialità di crescita e attrattività del Paese nel medio-lungo termine.

Al fine di mitigare tale rischio, il modello supporta i processi di allocazione del capitale e di valutazione degli investimenti. A ulteriore sostegno del processo di valutazione degli investimenti, Enel ha adottato una metodologia, denominata "Total Societal Impact", che, con un approccio integrato fondato su modelli economici avanzati, esprime in maniera chiara e robusta gli impatti diretti, indiretti e indotti degli investimenti a livello nazionale, regionale o locale delle iniziative di investimento. Attraverso la quantificazione di metriche standard a livello internazionale, il Total Societal Impact copre una vasta gamma di indicatori economici, sociali e ambientali che risultano strategici per una corretta valutazione del contributo sociale e ambientale dei progetti di Enel. Considerando, infatti, alcuni degli indicatori analizzabili, come il contributo al PIL, l'incremento di reddito delle fasce sociali più deboli, il calcolo delle emissioni evitate di anidride carbonica e il recupero dei materiali a fine vita in un'ottica di economia circolare, risulta chiaro come ormai sia indispensabile avere una visione d'insieme per valutare un determinato progetto in un determinato Paese nell'ottica di creazione di valore condiviso per tutti.

Dopo più di due anni dallo scoppio della crisi pandemica, le conseguenze prodotte dal conflitto armato tra Russia e Ucraina stanno portando a una decelerazione della ripresa economica globale, con il PIL mondiale atteso in crescita del 3,1% nel 2022, dopo un aumento del 5,9% nell'anno precedente. Tale conflitto sta difatti accelerando l'aumento dei prezzi delle materie prime energetiche,

che si aggiunge alle già esistenti interruzioni alle catene di approvvigionamento causate dalle restrizioni alla mobilità imposte per controllare la diffusione del COVID-19, ed esacerbando i livelli d'inflazione che, di conseguenza, stanno riducendo gli investimenti e i redditi reali dei privati. Anche il quadro prospettico di breve-medio periodo indica una crescita più contenuta, con il PIL mondiale atteso in aumento del 3% nel 2023, poiché è attualmente soggetto a ulteriori fattori di rischio quali l'inasprimento delle politiche monetarie delle banche centrali, l'aumento dell'instabilità finanziaria e l'intensificarsi delle tensioni geopolitiche che, se persistenti, possono portare alla frammentazione a livello globale del commercio, degli investimenti e dei sistemi finanziari.

Uno degli effetti diretti principali del conflitto tra Russia e Ucraina è l'aumento dell'inflazione su scala mondiale che ha raggiunto livelli di crescita dei prezzi al di sopra degli obiettivi stabiliti dalle principali banche centrali. Per tenere sotto controllo tali crescenti pressioni sui prezzi ed evitare, di conseguenza, un disancoraggio delle aspettative d'inflazione, molte banche centrali, incluse la Federal Reserve e la Banca Centrale Europea, stanno conducendo sempre più rapidamente una politica monetaria restrittiva. Tali manovre monetarie stanno andando in direzione opposta rispetto alle scelte di supporto monetario adottate durante la crisi pandemica, esacerbando di conseguenza il quadro prospettico di crescita economica.

Un altro attuale fattore di rischio per le prospettive di crescita macroeconomiche è la scelta della politica "zero-COVID" implementata già dal 2020 dal Governo cinese che sta portando a chiusure frequenti e prolungate delle fabbriche e dei porti principali in Cina. Le distorsioni a livello di catena di approvvigionamento e tempi di consegna delle merci su scala mondiale potrebbero quindi allungarsi ulteriormente, portando a nuove interruzioni del commercio e carenze dell'offerta globale di diversi beni.

In America Latina, infine, sono presenti diversi fattori di rischio sia economici sia sociopolitici da monitorare con attenzione. Il conflitto tra Russia e Ucraina sta avendo effetti diretti limitati sull'area dell'America Latina, dati i modesti legami commerciali e finanziari della regione, ma ci sono tuttavia ricadute indirette sostanziali in conseguenza degli elevati prezzi delle materie prime e della rallentata crescita globale. In termini di partite correnti e saldo di bilancio dei Governi, poiché alcuni Paesi sono esportatori di materie prime stanno attualmente beneficiando degli elevati prezzi di queste ultime. Tuttavia, tali effetti sono compensati negativamente dagli elevati livelli d'inflazione e dalle politiche monetarie delle banche centrali sempre più stringenti. Anche prima del conflitto tra Russia e Ucraina erano presenti fattori negativi come un'alta inflazione, aumento dei tassi di interesse e protratte interruzioni della catena di approvvigionamento che oggi stanno aggravando maggiormente la ripresa economica dell'America Latina,

ostacolata da impedimenti strutturali come bassa crescita produttiva e alta disuguaglianza sociale. Sono presenti, infine, rischi legati all'incertezza politica legata alle elezioni in Brasile e all'agenda politica in via di definizione del

nuovo Presidente colombiano Gustavo Petro, tenuto ad affrontare problemi strutturali del Paese come alto indebitamento pubblico, bassa crescita economica potenziale ed elevata inflazione.

Cambiamenti climatici

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico

I cambiamenti climatici e la transizione energetica avranno effetti sulle attività del Gruppo secondo varie dinamiche. Nella Relazione finanziaria annuale consolidata è descritto in maniera estesa l'approccio del Gruppo nell'individuazione, valutazione e gestione dei rischi e delle opportunità relativi al cambiamento climatico.

Il Gruppo sviluppa scenari di breve, medio e lungo termine, in ambito energetico e macroeconomico finanziario, al fine di supportare l'attività di pianificazione strategica e industriale, e la valutazione degli investimenti e delle operazioni straordinarie. In tali scenari il ruolo del cambiamento climatico è sempre più importante e produce effetti analizzabili in termini di fenomeni legati alla transizione energetica (per es., legati alle dinamiche tecnologiche e di mercato) e fenomeni fisici, sia acuti sia cronici (per es., gli effetti dovuti ai fenomeni fisici particolarmente intensi o al cambiamento strutturale della temperatura o dei pattern delle precipitazioni). Gli scenari vengono sviluppati secondo un framework complessivo che assicuri la coerenza tra le proiezioni climatiche, che definiscono il cosiddetto "scenario fisico", e le assunzioni che caratterizzano lo "scenario di transizione".

Il processo che traduce i fenomeni di scenario in informazioni utili alle decisioni industriali e strategiche può essere sintetizzato in cinque passi:

- identificazione dei trend e dei fenomeni rilevanti per il business;
- sviluppo di funzioni link tra scenari climatici/di transizione e variabili operative;
- individuazione dei rischi e delle opportunità;
- calcolo degli impatti;
- definizione e implementazione di azioni strategiche.

In questo processo sono identificate in maniera esplicita le principali relazioni tra variabili di scenario e tipologie di rischio e opportunità, in coerenza con le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), indicando le modalità di gestione strategiche e operative che considerano anche misure di mitigazione e adattamento.

Allo scopo di facilitare la corretta identificazione e gestione di rischi e opportunità legati al cambiamento climatico, nel 2021 è stata pubblicata una policy di Gruppo che descrive le linee guida comuni per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico. La policy "Climate change risks and opportunities" definisce un approccio condiviso per l'integrazione dei temi relativi al cambiamento climatico e alla transizione energetica nei processi e nelle attività del Gruppo, informando così le scelte industriali e strategiche per migliorare la resilienza del business e la creazione di valore sostenibile sul lungo termine, in coerenza con la strategia di adattamento e mitigazione.

Nella Relazione finanziaria annuale consolidata, a partire da questo framework di rischi e opportunità, sono descritte le best practice implementate e le evidenze quantitative dell'assessment di rischi e opportunità in merito sia ai fenomeni fisici sia a quelli di transizione. Analogamente a quanto avviene per i fenomeni fisici, anche per quanto riguarda la transizione, come mostrato anche nella descrizione della strategia, il Gruppo mette in campo iniziative volte a mitigare i potenziali rischi e sfruttare le opportunità relative alle variabili di transizione. Grazie a una strategia industriale e finanziaria che incorpora i fattori ESG (Environmental, Social e Governance) con un approccio integrato in ottica di sostenibilità e innovazione, è possibile creare valore condiviso nel lungo termine.

Panorama competitivo

I mercati e i business nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva e crescente competizione ed evoluzione da un punto vista sia tecnologico sia di regolamentazione, con tempistiche differenti da Paese a Paese.

Come risultato di questi processi, Enel è esposta a una crescente pressione competitiva ed, essendo l'elettricità il vettore di questo secolo, la competizione aumenta anche a opera di settori contigui, offrendo, d'altro canto, la possibi-



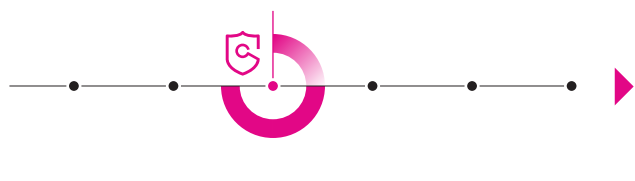
lità alle utility di poter affacciarsi su nuovi business. La differenziazione su cui il Gruppo può contare, sia a livello geografico sia in merito ai diversi settori in cui esso opera, costituisce un importante fattore di mitigazione

ma al fine di orientare al meglio le linee guida di sviluppo strategico l'evoluzione del panorama competitivo viene costantemente monitorata, sia all'interno sia all'esterno del mondo delle utility.

Rischi finanziari

Nell'esercizio della sua attività, Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato.

In linea con il catalogo dei rischi del Gruppo, i rischi inclusi nella categoria in oggetto sono i seguenti:



- Tasso di interesse
- Commodity
- Tasso di cambio
- Credito e Controparte
- Liquidità

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR), prevede la definizione di policy che identificano i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi.

La governance dei rischi finanziari prevede, inoltre, la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e

di singole Regioni e Paesi, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema dei limiti operativi costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.

Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 47 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

Tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie del Gruppo e anche attraverso la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati Over the Counter (OTC).

Il controllo del rischio attraverso specifici processi, indicatori di rischio e limiti operativi consente di contenere i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato grado di flessibilità.

Al 30 giugno 2022 il 33,6% dell'indebitamento finanziario lordo totale è indicizzato a tasso variabile (38,4% al 31 dicembre 2021). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio di tasso di interesse risulta pari al 29,6% (31,0% al 31 dicembre 2021).

Per quanto riguarda invece l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 30 giugno 2022 il 20,9% è indicizzato a tasso variabile (24,5% al 31 dicembre 2021). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio di tasso di interesse risulta pari al 16,1% (15,5% al 31 dicembre 2021).

Al 30 giugno 2022, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 31 milioni di euro (67 milioni di euro al 31 dicembre 2021) a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge.

Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 31 milioni di euro (67 milioni di euro al 31 dicembre 2021) a seguito del decremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge. Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse sul debito finanziario lordo a lungo termine di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito lordo, pari a circa 27 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Commodity

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta al rischio di subire perdite economiche o finanziarie sia a causa di una maggiore volatilità dei prezzi delle commodity energetiche – tra cui energia elettrica, gas e combustibili – e delle materie prime, come minerali e metalli (rischio di prezzo), sia per la mancanza di domanda, sia per l'indisponibilità di commodity energetiche e materie prime (rischio di volume).

Questi rischi, se non efficacemente gestiti, ne possono influenzare in modo significativo i risultati. Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata sia dell'approvvigionamento dei combustibili e dei materiali sia delle forniture ai clienti finali e agli operatori del mercato all'ingrosso.

Enel si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sui mercati regolamentati e sui mercati Over the Counter (OTC). Il processo di controllo del rischio di commodity consente di limitare l'impatto sui margini delle variazioni impreviste dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato margine di flessibilità che consente di cogliere opportunità nel breve termine.

Allo scopo di mitigare il rischio di interruzione delle forniture di combustibili e materie prime, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche.

Nel 2022, il conflitto tra Russia e Ucraina ha aggravato la complessa crisi economica a livello globale causata dalla diffusione pandemica del virus COVID-19, provocando ulteriori incrementi significativi nelle volatilità dei prezzi delle commodity energetiche e delle materie prime. Enel ha contenuto il rischio al di sotto dei livelli limite stimati nel 2021 per l'anno 2022, grazie a un'attenta e tempestiva attività di mitigazione e alla crescente diversificazione geografica del business e delle rotte di approvvigionamento al fine di ridurre la dipendenza dal gas russo. Il conflitto ha rafforzato l'impulso dato dalla transizione energetica verso il processo di decarbonizzazione e l'utilizzo di fonti rinnovabili per la generazione di energia. Infine, l'adozione di strategie globali e locali, quali per esempio l'elasticità nelle clausole contrattuali e tecniche di proxy hedging (nel caso in cui gli strumenti derivati di copertura non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi), ha consentito di ottimizzare i risultati anche in un contesto di mercato altamente dinamico.

Rischio di tasso di cambio

In ragione della diversificazione geografica, dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito e dell'operatività sulle commodity, le società del Gruppo sono esposte al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra la divisa di conto e le altre divise generino variazioni inattese delle grandezze economiche e patrimoniali riportate nei rispettivi bilanci di esercizio. Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

- flussi di cassa connessi alla compravendita di combustibili ed energia;
- flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni;
- flussi di cassa connessi a rapporti commerciali;
- attività e passività finanziarie.



I possibili impatti del rischio cambio si riflettono su:

- costi e ricavi denominati in valuta estera rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo o è stata presa la decisione di investimento (rischio economico);
- rivalutazioni o adeguamenti al fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di cambio (rischio di transazione);
- il consolidamento delle società controllate aventi valute contabili diverse (rischio di conversione).

La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, a eccezione del rischio di conversione.

Appositi processi operativi garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging, che tipicamente impiegano contratti finanziari derivati stipulati sui mercati Over the Counter (OTC).

Il controllo del rischio attraverso specifici processi e indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la gestione dei flussi di cassa dei portafogli gestiti. Nel corso dell'anno la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della citata politica di gestione dei rischi, senza difficoltà da rilevare nell'accesso al mercato dei derivati. Si evidenzia inoltre che, al 30 giugno 2022, se il tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 3.095 milioni di euro (2.458 milioni di euro al 31 dicembre 2021) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se l'euro, alla stessa data, si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 3.778 milioni di euro (3.003 milioni di euro al 31 dicembre 2021) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento determini l'interruzione dei flussi di cassa in entrata e l'aumento dei costi di incasso (rischio di regolamento) nonché minori flussi di ricavi dovuti alla sostituzione di operazioni originarie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre a rischi reputazionali ed economici derivanti da un'esposizione significativa verso una singola controparte, gruppi di clienti correlati o a controparti operanti nello stesso settore o appartenenti alla stessa area geografica.

L'esposizione al rischio di credito è pertanto riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico o da operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali e transazioni su commodity prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie.

Il processo di controllo basato su specifici indicatori di rischio e, dove possibile, di limiti, consente di assicurare che gli impatti economico-finanziari, legati al possibile deterioramento del merito creditizio, siano contenuti entro livelli sostenibili. Al contempo, viene salvaguardata la necessaria flessibilità per ottimizzare la gestione dei portafogli.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione. Con riferimento, infine, all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso la diversificazione di portafoglio (prediligendo controparti con merito creditizio elevato) nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per es., netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

Nonostante peggioramenti delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela di cui si è tenuto conto nella valutazione dell'impairment dei crediti commerciali, il portafoglio di Gruppo ha dimostrato – fino a oggi – resilienza al contesto macroeconomico e allo scenario prezzi attuale. Tutto ciò grazie a un rafforzamento dei canali di incasso digitali e a una solida diversificazione della customer base.

Liquidità

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di una riserva prudenziale di liquidità, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di rispettare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento, cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari, e un profilo di scadenze equilibrato.

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli, o che sia in presenza di vincoli al disinvestimento di attività con conseguenti minusvalenze, a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica (per es., credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.

Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Nel corso del 2022 il profilo di rischio di Enel ha subito variazioni rispetto a dicembre 2021 soltanto per Fitch passando da "A-" con outlook stabile a "BBB+" con outlook stabile; si conferma "BBB+" con outlook stabile secondo Standard & Poor's e "Baa1" con outlook stabile secondo Moody's.

Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di tesoreria è in larga parte accentrata a livello di Holding, provvedendo al fabbisogno di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze.

Tecnologia Digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



- Cyber security
- Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Cyber security

La velocità dello sviluppo tecnologico, suscettibile di generare sfide sempre nuove, la frequenza e l'intensità degli attacchi informatici in costante aumento, così come la tendenza a colpire infrastrutture critiche e settori industriali strategici, evidenziano il potenziale rischio che, in casi estremi, la normale operatività aziendale possa subire una battuta d'arresto. Gli attacchi informatici sono cambiati radicalmente negli ultimi anni: il numero è cresciuto esponenzialmente, così come



il loro grado di complessità e impatto (furti di dati aziendali e relativi alla clientela), risultando sempre più difficile identificarne la fonte in modo tempestivo. Nell'ambito del Gruppo, ciò è dovuto ai numerosi contesti in cui esso si trova a operare (dati, industria e persone), una circostanza che deve essere sommata alla complessità intrinseca e all'interconnessione delle risorse che, peraltro, nel corso degli anni sono state sempre più integrate nei quotidiani processi operativi del Gruppo. Il Gruppo ha disegnato e adottato un framework di processi olistico relativo alla cyber security, che si applica ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things). Il framework si basa sull'impegno del top management, sulla direzione strategica globale e sul coinvolgimento di tutte le aree di business nonché delle unità impegnate nel disegno e nell'implementazione dei sistemi. Il Gruppo fa leva sulle migliori tecnologie disponibili sul mercato, agendo anche sul fattore umano attraverso iniziative volte ad aumentare la consapevolezza e la conoscenza in materia cyber security da parte delle persone. Inoltre, il framework indirizza i requisiti normativi relativi alla sicurezza informatica.

In aggiunta, il Gruppo ha definito e adottato una metodologia di gestione del rischio per la sicurezza informatica basata su approcci "risk-based" e "cyber security by design", rendendo così l'analisi dei rischi aziendali il passo fondamentale di tutte le decisioni strategiche. Enel ha, inoltre, creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti nel campo della sicurezza informatica.

Inoltre, già dal 2019, al fine di mitigare l'esposizione non solamente con contromisure tecniche, il Gruppo ha stipulato un'assicurazione sui rischi legati alla cyber security.

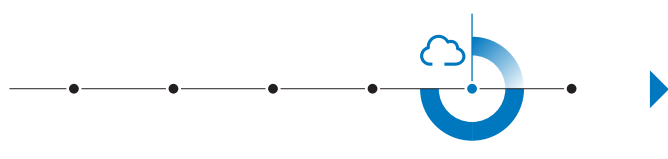
Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Il Gruppo sta effettuando una completa trasformazione digitale della gestione dell'intera catena del valore dell'energia, sviluppando nuovi modelli di business e digitalizzando i suoi processi aziendali, integrando i sistemi e adottando nuove tecnologie. Una conseguenza di tale trasformazione digitale è che il Gruppo è via via sempre più esposto a rischi legati al funzionamento dei sistemi IT (Information Technology) integrati in tutta l'azienda, con impatti sui processi e le attività operative, che potrebbero condurre all'esposizione dei sistemi IT e OT a interruzioni del servizio o a perdite di dati.

Il presidio di tali rischi è garantito da una serie di misure interne sviluppate dal Gruppo allo scopo di guidare la trasformazione digitale. In particolare, è stato predisposto un sistema di controllo interno che, introducendo punti di controllo lungo tutta la catena del valore dell'Information Technology, consente di evitare il concretizzarsi di rischi relativi ad aspetti quali la realizzazione di servizi non aderenti alle esigenze del business, la mancanza di adozione di adeguate misure di sicurezza e le interruzioni di servizio. Il sistema di controllo interno presidia sia le attività svolte internamente sia quelle affidate a collaboratori e provider esterni. Enel sta inoltre promuovendo la diffusione di cultura e competenze digitali all'interno del Gruppo, al fine di guidare con successo la trasformazione digitale e minimizzare i rischi associati.

Rischi operativi

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



- Salute e sicurezza
- Ambiente
- Procurement, logistica e supply chain
- Persone e organizzazione

Salute e sicurezza

I principali rischi per la salute e sicurezza cui è esposto il personale di Enel e delle imprese appaltatrici sono da ricondursi allo svolgimento delle attività operative presso i siti e gli asset del Gruppo. Infatti, la violazione del rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle procedure vigenti in materia di salute e sicurezza, ambienti di lavoro, gestione delle strutture, asset e processi aziendali, che possano avere un impatto negativo sulle condizioni di salute di dipendenti, lavoratori e stakeholder, può innescare il rischio di incorrere in sanzioni amministrative o giudiziarie e relativi impatti economico-finanziari e reputazionali. I principali rischi operativi per la salute e sicurezza vengono valutati approfonditamente in ciascun sito o asset aziendale. A livello di Gruppo, l'analisi dei principali eventi degli ultimi tre anni mostra che in termini di probabilità di accadimento, i rischi di tipo meccanico (cadute, urti, schiacciamenti e tagli) sono i più comuni, mentre, in termini di potenziale impatto associato, i rischi di tipo elettrico sono quelli che comportano le conseguenze più gravi (infortuni mortali).

Peraltro, in relazione alla presenza del Gruppo in differenti contesti geografici a livello mondiale, dipendenti e appaltatori potrebbero essere esposti a rischi sanitari correlati a potenziali malattie infettive emergenti, di carattere epidemico e potenzialmente pandemico, suscettibili di impattare sulla loro salute e sul loro benessere.

Enel si è dotata di una Dichiarazione di impegno per la Salute e Sicurezza, sottoscritta dal top management del Gruppo.

Nell'attuazione della Politica, ogni Linea di Business del Gruppo è dotata di un proprio Sistema di Gestione della

Salute e della Sicurezza sul lavoro conforme allo standard internazionale ISO 45001 che si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia delle misure di prevenzione e protezione e sulle eventuali azioni correttive. Questo sistema considera anche il rigore nella selezione e nella gestione degli appaltatori e dei fornitori e la promozione del loro coinvolgimento nei programmi di miglioramento continuo delle performance di sicurezza.

Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione e di protezione, funzionale anche allo sviluppo di una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo dei lavoratori, nonché all'equilibrio tra vita personale e professionale.

Inoltre, in relazione alle emergenze relative ai rischi legati all'attuale e perdurante scenario pandemico, è stata costituita un'unità all'interno della Funzione Personale e Organizzazione di Holding con riferimenti in ciascuna Linea di Business e Paese, al fine di assicurare la definizione della strategia e delle policy globali per la gestione dell'emergenza e la loro adozione in ogni realtà del Gruppo. In particolare, questo assetto organizzativo e i relativi processi gestionali consentono di indirizzare, integrare e monitorare, sia a livello di Gruppo sia nei singoli Paesi in cui esso opera, tutte le azioni di prevenzione, protezione, tutela e intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e appaltatori in relazione a fattori di rischio sanitari esogeni non strettamente correlati all'attività lavorativa.

Ambiente

Negli ultimi anni è maturata una crescente sensibilità da parte di tutta la collettività rispetto ai rischi legati a modelli di sviluppo che generano impatti sulla qualità dell'ambiente e sugli ecosistemi, con lo sfruttamento di risorse naturali scarse (tra cui materie prime e acqua).

In alcuni casi, gli effetti sinergici tra questi impatti, come per esempio il riscaldamento globale e il crescente sfruttamento e degrado delle risorse idriche, accrescono il rischio di insorgenza di emergenze ambientali nelle aree più sensibili del pianeta, con il rischio di competizione per i diversi usi della risorsa idrica, quali quello industriale, agricolo e civile.

Le istituzioni, in risposta a queste esigenze, aggiornano le normative ambientali in senso più restrittivo, ponendo vincoli sempre più stringenti allo sviluppo di nuove iniziative industriali e, nei settori considerati più impattanti, favoriscono o impongono il superamento di tecnologie considerate non più sostenibili.

In tale contesto, la Commissione Europea ha da ultimo lan-

ciato un piano di lavoro per la definizione di target sfidanti sul recupero ambientale, in relazione sia alla qualità dell'aria sia al recupero del territorio in ambiti fluviali e terreni contaminati, nonché per la riduzione della perdita della biodiversità.

In questo contesto, le aziende di ciascun settore, e le aziende leader su tutte, sempre più consapevoli che i rischi ambientali sono anche rischi economici, sono chiamate a un accresciuto impegno e a una maggiore responsabilità nell'individuazione e adozione di soluzioni tecniche e modelli di sviluppo innovativi e sostenibili.

Enel ha posto il requisito di un'efficace prevenzione e minimizzazione degli impatti e dei rischi ambientali quale elemento fondamentale alla base di ogni progetto, lungo il suo intero ciclo di vita. L'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale certificati ai sensi della ISO 14001 nel Gruppo garantisce la presenza di politiche e procedure strutturate per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità ambientali associate a ogni attività aziendale.



Un piano di controlli strutturato abbinato ad azioni e obiettivi di miglioramento ispirati alle migliori pratiche ambientali, con requisiti superiori rispetto a quelli legati alla semplice compliance normativa ambientale, mitiga il rischio di impatti sulla matrice ambientale, di danni reputazionali e di contenziosi legali. Contribuisce inoltre la molteplicità delle azioni per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi di miglioramento ambientale fissati da Enel, riguardanti per esempio le emissioni atmosferiche, i rifiuti prodotti e i consumi idrici, soprattutto in aree a elevato stress idrico.

Il rischio di scarsità idrica è mitigato direttamente dalla strategia di sviluppo di Enel, basata sulla crescita della generazione da fonti rinnovabili, che sostanzialmente non sono dipendenti dalla disponibilità di acqua per il loro esercizio. Particolare attenzione è poi posta agli asset presenti

in aree a elevato livello di stress idrico, con l'obiettivo di individuare soluzioni tecnologiche per ridurre i consumi. La collaborazione costante con le autorità locali di gestione dei bacini idrografici consente di adottare le strategie condivise più efficaci per la gestione sostenibile degli asset di generazione idroelettrica.

Infine, in relazione alla tutela della biodiversità è stata svolta un'analisi degli impatti/dipendenze del business aziendale sulle/dalle risorse naturali e sono stati definiti ambiti prioritari di azione lungo tutta la catena del valore. Sulla base di tale analisi sono attuate opportune azioni di monitoraggio terrestre, marino e fluviale per verificare l'efficacia delle misure adottate al fine di proteggere, restaurare e conservare la biodiversità.

Procurement, logistica e supply chain

I processi di acquisto del Global Procurement e i relativi documenti di governance costituiscono un sistema strutturato di norme e punti di controllo che consentono di coniugare la realizzazione degli obiettivi economici di business al pieno rispetto dei principi fondamentali espressi nel Codice Etico, nell'Enel Global Compliance Program, nel Piano Tolleranza Zero e nella Policy sui Diritti Umani, senza rinunciare alla promozione di iniziative volte a uno sviluppo economico sostenibile.

Tali principi sono stati declinati nei processi e nei presidi organizzativi di cui Enel, in via di autoregolamentazione, ha deciso di dotarsi allo scopo di instaurare rapporti di fiducia con tutti i propri stakeholder, nonché definire relazioni stabili e costruttive che non garantiscano esclusivamente competitività economica ma che tengano conto delle migliori pratiche in ambiti essenziali per il Gruppo, quali la tutela del lavoro minorile, le condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e la responsabilità ambientale. Grazie alla maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale, il processo di acquisto assume sempre più un ruolo centrale nella creazione del valore. Il Global Procurement contribuisce a una catena di fornitura resiliente e sostenibile, a ragionare in ottica di economia circolare e a favorire l'innovazione, condividendo i valori e gli obiettivi del Gruppo con i fornitori che, in questo modo, diventano abilitatori del raggiungimento dei target di Enel.

Più specificamente, nelle gare sono introdotti fattori premianti volti a generare comportamenti virtuosi da parte dei nostri fornitori: a titolo di esempio, l'impatto ambientale di qualsiasi cliente è fortemente influenzato dall'impatto della sua catena di fornitura a monte ed è per questo che il Global Procurement spinge i propri fornitori a misurare oggettivamente la propria carbon footprint e a intraprendere percorsi di miglioramento.

Dal punto di vista del processo di approvvigionamento, le diverse Unità di Approvvigionamento adottano pressoché sistematicamente lo strumento della gara, assicurando così la massima concorrenza e pari opportunità di accesso a tutti gli operatori che siano in possesso dei requisiti tecnici, economico/finanziari, ambientali, di sicurezza, di diritti umani, legali ed etici. L'approvvigionamento con affidamento diretto e senza procedura competitiva può avvenire solamente in casi eccezionali, opportunamente motivati, nel rispetto della normativa vigente in materia.

Inoltre, il sistema globale di qualificazione dei fornitori, unico per tutto il Gruppo Enel, ancora prima che il processo di approvvigionamento abbia inizio, verifica che i potenziali fornitori che intendano partecipare alle procedure di acquisto siano in linea con la visione strategica e le aspettative aziendali su tutti i profili e requisiti citati e che aderiscano ai medesimi valori.

Relativamente al sistema di governance dei rischi, il Global Procurement è focalizzato sull'applicazione delle metriche che indichino il livello di rischio prima e dopo l'azione di mitigazione, al fine di attuare azioni precauzionali per ridurre l'incertezza a un livello tollerabile o mitigare gli eventuali impatti in tutte le aree di business, tecnologiche e geografiche. L'efficacia della gestione del rischio della supply chain viene monitorata attraverso specifici indicatori – tra i quali la probabilità di insolvenza, la concentrazione dei contratti verso singoli fornitori o gruppi industriali, la dipendenza del fornitore verso Enel, l'indice di performance sulla correttezza dei comportamenti in sede di gara, qualità, puntualità e sostenibilità nell'esecuzione del contratto, il country risk ecc. – per i quali si definiscono soglie che indirizzano la definizione della strategia di approvvigionamento, di negoziazione e di aggiudicazione di una gara, consentendo scelte consapevoli di rischio e beneficio potenziale (saving).

Le azioni intraprese per contrastare gli impatti derivanti dall'emergenza COVID-19, sono state incentrate nella differenziazione delle fonti di approvvigionamento per evitare interruzioni nella catena di fornitura e nella remotizzazione delle attività che ordinariamente richiederebbero un'interazione fisica tra Enel e il fornitore (per es., sopralluoghi presso l'impresa). Inoltre, per contrastare le conseguenze della situazione geopolitica in Ucraina che ha aumentato

la volatilità dei mercati stressando ulteriormente la supply chain, già messa a dura prova nel periodo della pandemia COVID-19, Global Procurement monitora costantemente le attività inerenti alla catena di fornitura/logistica, anche con la partecipazione attiva dei fornitori stessi, attraverso uno specifico obbligo contrattuale di monitoraggio, per mitigare i rischi derivanti da shortage di mercato, criticità logistiche e interruzioni di attività.

Persone e organizzazione

La strategia di Enel pone la sostenibilità al centro del proprio modello di business al fine di contribuire al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Il Gruppo ha declinato la sostenibilità nei differenti contesti geografici, economici e sociali con l'obiettivo di guidare la transizione giusta, essenziale per il futuro del pianeta, accelerando il processo di decarbonizzazione del proprio mix energetico attraverso la crescita delle rinnovabili e la sempre maggiore elettrificazione dei consumi.

Le profonde trasformazioni sociali, economiche e culturali che stiamo vivendo, dalla transizione energetica ai processi di digitalizzazione e innovazione tecnologica, incidono profondamente anche sul mondo del lavoro, il che si traduce nella rilevanza di avere nuovi profili e competenze professionali, nonché in un importante cambiamento di carattere culturale e organizzativo al fine di poter raggiungere gli obiettivi del Gruppo.

Per affrontare il cambiamento è fondamentale infatti agire in maniera inclusiva, mettendo al centro la persona nella sua dimensione sociale e lavorativa, con strumenti indispensabili per affrontare questa trasformazione epocale.

Le organizzazioni devono pertanto orientarsi verso nuovi modelli di business, agili e flessibili, sostenibili lungo l'intera catena del valore, e adottare politiche di valorizzazione delle diversità e di gestione e promozione dei talenti, che giocano un ruolo chiave in aziende che stanno gestendo la transizione e che hanno una presenza geografica diffusa. Condivisione, passione, coinvolgimento, ascolto sono le parole chiave del nostro modo di lavorare e di vivere l'azienda, che passa dall'io al Noi, mettendo le persone al centro.

La centralità delle persone e la gestione del capitale umano assumono un ruolo fondamentale nella transizione energetica, in quanto fattori abilitanti della stessa, e costituiscono una priorità cui sono legati specifici obiettivi, tra cui i

principali sono: lo sviluppo di capacità e di competenze digitali; la promozione di programmi di reskilling e upskilling per le nostre persone continui, personalizzati, accessibili e trasversali al fine di assicurare la long life employability, ma anche di external skilling per favorire lo sviluppo di un ecosistema di riferimento; il corretto coinvolgimento diffuso rispetto al purpose aziendale, che garantisca migliori risultati a fronte di una maggiore soddisfazione per le persone; lo sviluppo di sistemi di valutazione dell'ambiente lavorativo e delle performance; la diffusione in tutti i Paesi di presenza del Gruppo della politica di diversità e inclusione, nonché di una cultura organizzativa inclusiva fondata sui principi di non discriminazione e pari opportunità, driver fondamentali per attrarre e mantenere talenti.

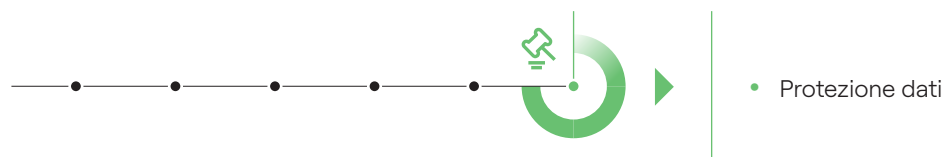
Il Gruppo è impegnato nel potenziamento della resilienza e della flessibilità dei modelli organizzativi attraverso la semplificazione e la digitalizzazione dei processi, al fine di abilitare l'efficacia e l'autonomia delle persone che lavorano in azienda all'interno di nuove modalità di lavoro ibrido, tra smart working e modelli organizzativi innovativi, rafforzando i processi di people empowerment per sostenere l'evoluzione della cultura organizzativa, favorendo l'approccio imprenditoriale attraverso un modello di leadership 'gentile' che valorizzi i talenti, le attitudini e le aspirazioni delle persone nell'affermazione del Noi.

In accordo con questa linea strategica, sta evolvendo anche il dialogo sociale verso un modello che rafforzi sempre di più la centralità della persona; un primo risultato è stato raggiunto con la firma in Italia dello "Statuto della Persona", con il contributo delle Organizzazioni Sindacali del settore, che rappresenta un protocollo moderno e innovativo, basato su valori e principi condivisi, centrato su benessere, coinvolgimento, motivazione e partecipazione delle persone, come leve fondamentali per il raggiungimento dei risultati aziendali.



Compliance

In questa sezione è riportato il rischio indicato di seguito:



Rischi connessi alla protezione dei dati personali

Nell'era della digitalizzazione e della globalizzazione dei mercati, la strategia di business di Enel si è focalizzata sull'accelerazione del processo di trasformazione verso un modello di business basato su piattaforma digitale, attraverso un approccio data driven e incentrato sul cliente, che si sta sviluppando lungo l'intera catena del valore.

L'azienda, presente in più di 40 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (circa 70 milioni di clienti), mentre oltre 67.000 persone sono attualmente impiegate dalla Società; di conseguenza, il nuovo modello di business del Gruppo richiede la gestione di un volume di dati personali sempre più importante e crescente, per raggiungere i risultati finanziari e di business previsti nel Piano Strategico 2022-2024.

Ciò implica un'esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali (anche in considerazione della sempre più corposa normativa in materia di privacy in gran parte dei Paesi in cui Enel è presente). Tali rischi si possono

concretizzare in una perdita di confidenzialità, integrità e disponibilità dei dati personali di clienti, dipendenti e terze parti (per es., fornitori), causando sanzioni proporzionate al fatturato globale, interdizioni di processi e conseguenti perdite economiche o finanziarie, nonché danni reputazionali.

Al fine di gestire e mitigare questo rischio, Enel ha adottato un modello di governance globale di dati personali mediante l'attribuzione di ruoli privacy a tutti i livelli (inclusa la nomina dei Responsabili della Protezione dei Dati personali "RPD" a livello globale e di Paese) nonché strumenti di compliance digitale per mappare applicativi e processi e gestire rischi rilevanti ai fini della protezione dei dati personali nel rispetto delle specificità delle normative di settore locali.





RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

4. Le performance del Gruppo







Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato 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 semestrale abbreviato, che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

In merito a tali indicatori, il 29 aprile 2021 la CONSOB ha emesso il Richiamo di Attenzione n. 5/21 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 4 marzo 2021 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (c.d. "Regolamento sul Prospetto") che trovano applicazione dal 5 maggio 2021.

Gli Orientamenti aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013) a esclusione di quelle riguardanti gli emittenti che svolgono attività speciali di cui all'Allegato n. 29 del Regolamento Delegato (UE) 2019/980, le quali non sono state convertite in Orientamenti e rimangono tuttora applicabili.

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 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" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai 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 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 collaterale" 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)";
- delle "Altre passività finanziarie" incluse nell'indebitamento.

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 lungo e a breve termine” inclusi rispettivamente

nelle “Altre passività finanziarie non correnti” e nelle “Altre passività finanziarie 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”.

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



Risultati del Gruppo

Di seguito si illustrano i risultati operativi, gli indicatori di sostenibilità e i risultati economici del Gruppo.

Dati operativi

		1° semestre		
SDG		2022	2021	Variazione
	Produzione netta di energia elettrica (TWh)	115,5	105,8	9,7
	di cui:			
7	- rinnovabile (TWh)	54,7	54,7	-
	Potenza efficiente netta installata totale (GW)	88,5	87,1 ⁽¹⁾	1,4
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	51,6	50,1 ⁽¹⁾	1,5
7	Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%) ⁽²⁾	58,0%	57,5% ⁽¹⁾	0,5
7	Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	1,54	1,61	(0,07)
9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽³⁾	252,7	249,4	3,3
9	Utenti finali con smart meter attivi (n.)	45.315.900	44.688.896	627.004
9	Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	2.250.771	2.233.368 ⁽¹⁾	17.403
	Utenti finali (n.)	75.729.177	74.783.118	946.059
	Energia venduta da Enel (TWh)	157,5	152,1	5,4
	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	6,1	5,4	0,7
	Clienti retail (n.)	69.961.536	69.123.677	837.859
	- di cui mercato libero ⁽³⁾	26.968.406	23.927.064	3.041.342
11	Demand response (MW)	7.932	7.376	556
11	Punti di ricarica (n.)	195.166	124.532	70.634
11	Storage (MW)	629	375 ⁽¹⁾	254

(1) Al 31 dicembre 2021.

(2) Nel calcolo non è stata inclusa la potenza efficiente netta installata rinnovabile acquistata pari a 531,1 MW al 30 giugno 2022 e a 3,9 MW al 31 dicembre 2021.

(3) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.

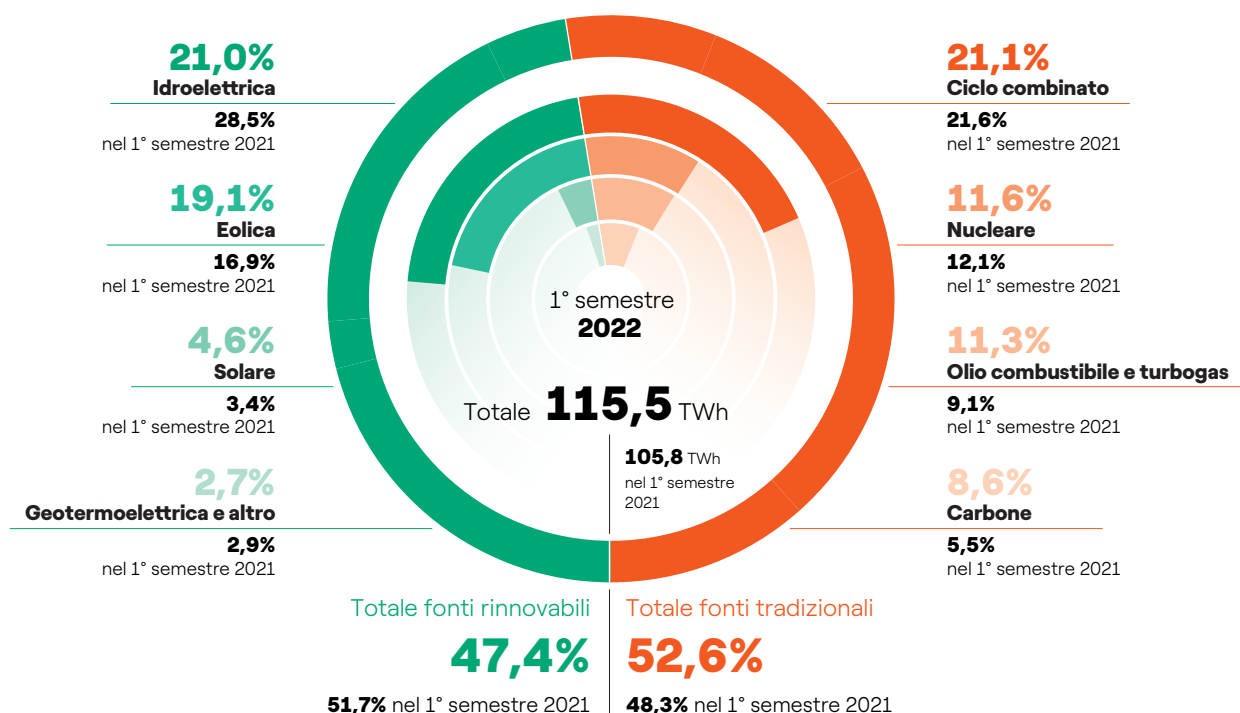
Generazione di energia elettrica

L'**energia netta prodotta** da Enel nel primo semestre 2022 registra un incremento di 9,7 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2021 (+9,2%) da attribuire a una maggiore produzione da fonte termoelettrica, comprensiva degli impianti nucleari (+9,7 TWh), prevalentemente in Italia e Spagna, derivante anche dalla necessità

di compensare una minore produzione idroelettrica (-5,9 TWh) dovuta a una scarsa idraulicità del periodo.

La produzione dalle restanti fonti rinnovabili ha registrato un incremento di 5,9 TWh rispetto al valore rilevato nell'analogo periodo del 2021, in particolare da fonte eolica (+4,1 TWh) prevalentemente in Brasile e Nord America.

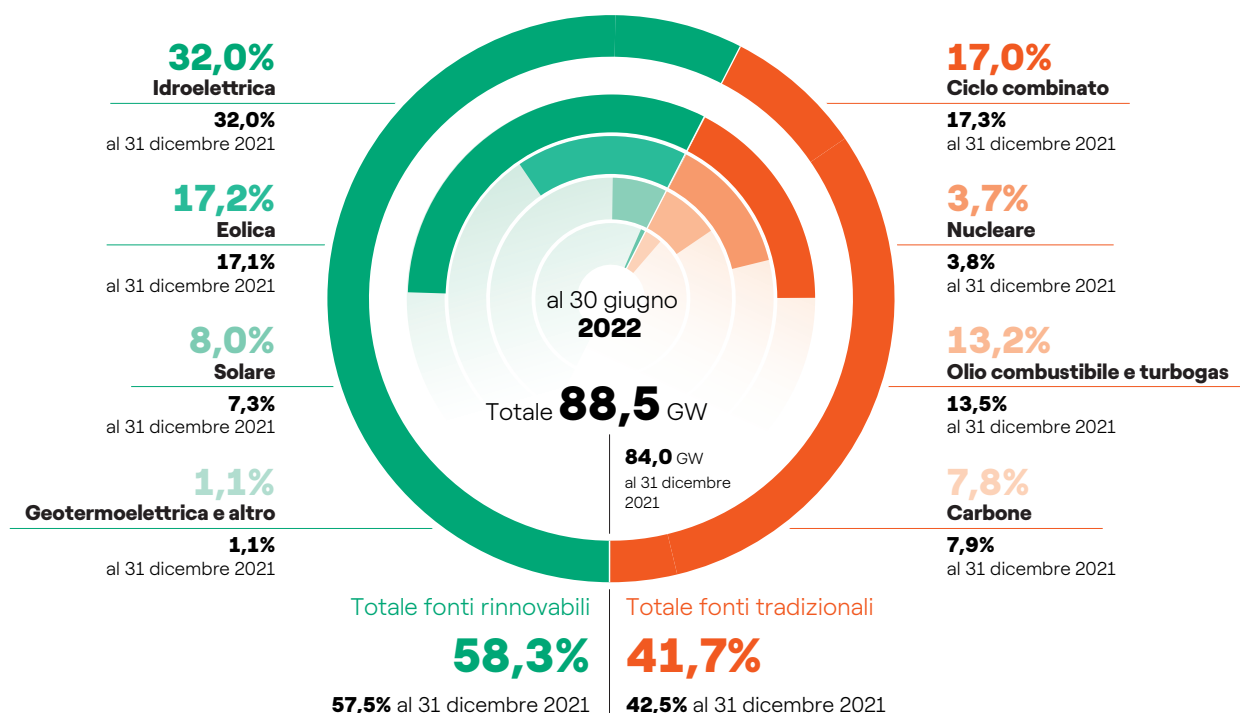
Energia elettrica netta prodotta per fonte nel 1° semestre 2022



La **potenza efficiente netta installata totale** del Gruppo è aumentata di 1,4 GW nel primo semestre 2022, principalmente a seguito dell'installazione di 0,6 GW di nuova capacità solare e 0,4 GW di nuova capacità eolica; inoltre, sono

stati acquistati nuovi impianti idroelettrici in Italia per 0,5 GW ed è stato dismesso un impianto a olio combustibile per 0,03 GW e due impianti idroelettrici per 0,04 GW in Cile.

Potenza efficiente netta installata per fonte al 30 giugno 2022





Distribuzione e accesso all'energia elettrica, ecosistemi e piattaforme

		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	TWh	252,7	249,4	3,3	1,3%
SAIDI	min.	242,4	250,3	(7,9)	-3,2%
Utenti finali con smart meter attivi	n.	45.315.900	44.688.896	627.004	1,4%
Energia venduta da Enel	TWh	157,5	152,1	5,4	3,6%
Clienti retail	n.	69.961.536	69.123.677	837.859	1,2%
Punti di ricarica ⁽²⁾	n.	195.166	124.532	70.634	56,7%
di cui:					
- pubblici	n.	20.575	17.020	3.555	20,9%
- privati	n.	174.591	107.512	67.079	62,4%
Demand response	MW	7.932	7.376	556	7,5%

(1) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.

(2) Il dato si riferisce al numero totale dei punti di ricarica installati pubblici e privati al 30 giugno 2022. Considerando anche il numero dei punti di ricarica di interoperabilità il valore cumulato al 30 giugno 2022 è pari a 381.456.

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo semestre 2022 è pari a 252,7 TWh, in aumento di 3,3 TWh (+1,3%) rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2021 prevalentemente in Spagna (+1,7 TWh), in Cile (+0,5 TWh) e in Colombia (+0,4 TWh).

La nostra missione è garantire un servizio di qualità, accessibile e affidabile attraverso una rete elettrica efficiente e digitalizzata, che abiliti uno stile di vita più sostenibile grazie all'utilizzo dell'energia elettrica per tutti i nostri clienti. Il nostro Gruppo, in qualità di DSO (Distribution System Operator), ha accolto le sfide della transizione energetica per sviluppare la rete del futuro: 'intelligente', moderna, flessibile e digitale. Un'evoluzione che impone alla rete di trasformarsi profondamente in sistemi flessibili e aperti in cui clienti, rivenditori, aggregatori, produttori di energia e nuovi attori possono operare e collaborare per accelerare la transizione energetica. Grazie alle nuove infrastrutture digitalizzate possiamo aprire le nostre reti alla partecipazione attiva degli stakeholder, fornendo una piattaforma in cui tutti possano operare allo stesso modo, incoraggiando l'utilizzo dell'elettricità per generare valore condiviso nel lungo periodo. Allo stesso modo, siamo passati da un rapporto cliente-fornitore a un nuovo modello di collaborazione basato sulle partnership con la supply chain, l'ecosistema dell'innovazione (startup, università, partner industriali, crowdsourcing), ma anche con i clienti e i produttori di energia per il co-design e lo sviluppo congiunto di nuove soluzioni. Per sostenere questa ambiziosa trasformazione è stato lanciato Grid Futurability®, ovvero la nuova strategia di lungo periodo che definisce la rete che vogliamo realizzare al 2030, identificando le azioni da realizzare a livello globale, dal punto di vista industriale e di integrazione con gli stakeholder. Una strategia che, andando oltre gli investimenti tecnologici più tradizionali, tiene in con-

to le diverse esigenze dei clienti in contesti sia rurali sia urbani per identificare le priorità e procedere al rinnovamento, al potenziamento e all'espansione delle reti nei prossimi anni attraverso soluzioni e processi di economia circolare, ma soprattutto per ripensare l'integrazione delle reti nel territorio e con le comunità, garantendo così una transizione giusta e inclusiva. In particolare, si segnala che al 30 giugno 2022 i beneficiari di nuove connessioni in aree rurali e suburbane sono oltre 360.000.

Inoltre, nel 2021 è stata presentata Gridspertise, una nuova realtà industriale e commerciale che offre soluzioni innovative, flessibili, sostenibili e integrate agli operatori del settore elettrico e della distribuzione (DSO), proponendosi al mercato come partner affidabile per dare slancio alla trasformazione digitale delle reti elettriche di tutto l'ecosistema di settore, nel quadro della transizione energetica.

L'energia venduta da Enel nel primo semestre 2022 è pari a 157,5 TWh e registra un incremento di 5,4 TWh (+3,6%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

In particolare, si rilevano maggiori quantità vendute principalmente in Italia (+2,3 TWh) e in America Latina (+3,5 TWh), prevalentemente in Cile (+2,1 TWh).

La leadership di un'azienda come Enel passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente.

Attraverso i prodotti di fornitura rivolti sia al mercato residenziale sia a quello business, Enel propone offerte dedicate che garantiscono un minor impatto ambientale e un'at-

tenzione verso le fasce più vulnerabili. In tutti i Paesi in cui il Gruppo opera, infatti, vi sono forme di sostegno (spesso legate a iniziative statali) che agevolano alcune fasce della popolazione nel pagamento dei costi dell'elettricità e del gas, così da consentire un accesso paritario all'energia. Sono numerosi i processi che Enel ha definito per garantire con continuità un servizio di qualità ai clienti. In Italia vengono svolti monitoraggi sistematici sui processi di vendita e gestionali per garantire la qualità commerciale di tutti i canali di contatto (servizio clienti telefonico, negozi e Punti Enel, bollette, app, e-mail, social media, account manager, fax). L'obiettivo è assicurare la conformità alle prescrizioni nel rispetto della normativa vigente, della privacy e delle norme a tutela della libertà e dignità dei clienti. Al 30 giugno 2022 i clienti digitali sono pari a 20.382.192 (con un incremento di oltre 2 milioni rispetto a dicembre 2021), pari al 37% sul totale dei clienti Enel.

Enel prosegue inoltre il suo impegno per una sempre maggiore digitalizzazione, diffusione della fatturazione elettronica e sviluppo di nuovi servizi. Con Enel X, Enel offre soluzioni innovative per i clienti residenziali (smart home, domotica, solare, caldaie, servizi di manutenzione, illuminazione ecc.), per la Pubblica Amministrazione (illuminazione pubblica, servizi di monitoraggio per le smart city, servizi di sicurezza ecc.), per i grandi clienti (demand response, consulenza ed efficienza energetica), e promuove la mobilità elettrica attraverso lo sviluppo di infrastrutture di ricarica pubbliche e private.

I **punti di ricarica di Enel** al 30 giugno 2022 sono in crescita rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2021 di 70.634 unità. In particolare, i punti di ricarica venduti a privati registrano un incremento di 67.079 unità prevalentemente in Nord America e in Italia, mentre l'incremento di quelli pubblici è pari a 3.555 unità principalmente in Italia e in Spagna.

Lotta al cambiamento climatico e sostenibilità ambientale

Principali indicatori legati al cambiamento climatico e alla sostenibilità ambientale⁽³⁾

		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1	mIn t _{eq}	28,0	22,4	5,6	25,0%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 3: emissioni relative a vendite di gas	mIn t _{eq}	13,68	11,51	2,2	18,9%
Emissioni indirette di gas serra - Scope 3 ⁽¹⁾ : emissioni relative a vendite di energia elettrica	mIn t _{eq}	14,19	-	-	-
Emissioni dirette di gas serra - Scope 1 - specifiche ⁽²⁾	gCO _{2eq} /kWh	237	207	30	14,5%
Emissioni specifiche SO ₂	g/kWh	0,07	0,07	-	-
Emissioni specifiche NO _x	g/kWh	0,37	0,32	0,05	15,6%
Emissioni specifiche Polveri	g/kWh	0,01	0,01	-	-
Prelievo di acqua in zone water stressed	%	22	27	(5,0)	-18,5%
Fabbisogno specifico di acqua per produzione complessiva	l/kWh	0,20	0,18	0,02	11,1%
Produzione da fonti rinnovabili sul totale	%	47,4	51,7	(4,3)	-8,3%
Prezzo di riferimento della CO ₂	€/t	83,28	43,70	39,58	90,6%
EBITDA ordinario per prodotti, servizi e tecnologia low carbon ⁽³⁾	milioni di euro	5.867	7.375	(1.508)	-20,4%
Capex per prodotti, servizi e tecnologia low carbon	milioni di euro	5.500	4.610	890	19,3%
Incidenza Capex per prodotti, servizi e tecnologie low carbon sul totale	%	92,7	94,6	-1,9	-2,0%

(1) Il dato comparativo del primo semestre 2021 non è disponibile in quanto il processo di raccolta semestrale di tale dato è iniziato nel 2022.

(2) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare e termoelettrica (compreso il contributo del calore).

(3) I dati del 2021 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

(3) Le informazioni e i dati riportati nel presente paragrafo, relativamente ai KPI delle emissioni e dell'acqua, non comprendono le società di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili acquisite nel corso del primo semestre 2022, per le quali, dato il ridotto arco temporale dall'acquisizione, si è ritenuto di posticipare il relativo consolidamento, al fine di consentire l'allineamento dei sistemi e delle relative procedure di rendicontazione.



Nel primo semestre 2022 le emissioni dirette di CO₂ equivalente (Scope 1) sono state pari a 28,0 milioni di tonnellate equivalenti mentre la relativa emissione specifica è pari a 237 g/kWh. L'aumento nel primo semestre del KPI relativo all'emissione specifica di Scope 1, rispetto al valore del primo semestre 2021 (207 g/kWh di CO₂), è dovuto a un au-

mento della produzione termoelettrica rispetto al periodo precedente, e, nell'ambito di questa, all'aumento della produzione termoelettrica a carbone.

L'energia prodotta da Enel nel primo semestre 2022 da fonti a emissioni zero si attesta al 59% della produzione totale.

Gestione responsabile della risorsa idrica

		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Totale prelievi di acqua	Megalitri	29.404,1	25.090,4	4.313,7	17,2%
Prelievo di acqua in zone water stressed	%	22,0	27,0	(5,0)	-18,5%

L'acqua rappresenta un elemento essenziale per la produzione elettrica, pertanto Enel considera la disponibilità di questa risorsa quale fattore critico negli scenari energetici futuri.

Enel effettua il costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica (aree water stressed) al fine di garantire la più efficiente gestione della risorsa.

Il monitoraggio dei siti avviene attraverso i seguenti livelli di analisi:

- mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree water stressed individuate con riferimento alle condizioni di "baseline water stress" indicate dal World Resources Institute nell'"Aqueduct Water Risk Atlas";
- individuazione dei siti di produzione "critici", ossia di

quelli ubicati in aree water stressed, e in cui si effettuano approvvigionamenti di acqua dolce per esigenze di processo;

- verifica delle modalità di gestione della risorsa idrica adottate in questi impianti, al fine di minimizzare i consumi e massimizzare i prelievi da fonti di minor pregio o non scarse (acque reflue, industriali e di mare).

I prelievi di acqua nelle aree water stressed sono stati pari a circa il 22,0% del valore complessivo. Nel primo semestre 2022 il prelievo complessivo di acqua è stato pari a 29.404,1 megalitri, in aumento rispetto al primo semestre 2021 (+17,2%) per effetto dell'aumento della produzione termoelettrica, mentre il fabbisogno specifico di acqua è stato pari a circa 0,20 l/kWh, in linea con il dato del primo semestre 2021 (0,18 l/kWh).

Tutela della biodiversità

La tutela della biodiversità è uno degli obiettivi strategici della politica ambientale di Enel. In considerazione della crescente consapevolezza a livello mondiale sulla necessità di un ulteriore impegno per affrontare, assieme alla crisi climatica, la sempre maggiore perdita di biodiversità, Enel ha deciso di contribuire attivamente e rafforzare il proprio impegno rispetto al conseguimento della "No Net Loss" di biodiversità nello sviluppo di nuove infrastrutture dal 2030, con particolare attenzione alle aree ad alta importanza di biodiversità⁽⁴⁾, rispetto alla conservazione delle foreste⁽⁵⁾ e rispetto alla salvaguardia delle aree protette. Il conseguimento dell'obiettivo di No Net Loss è basato sull'applica-

zione della Mitigation Hierarchy nella realizzazione di tutte le nuove infrastrutture, operando, in ordine di priorità, al fine di evitare, mitigare e recuperare gli impatti. Solo nel caso in cui ci siano impatti residui significativi e non evitabili, si valutano le più idonee azioni di compensazione (offset) che portino a conservare il valore complessivo di biodiversità.

Questo impegno è allineato come tempistica agli obiettivi individuati dalla strategia dell'Unione Europea per la biodiversità al 2030, e si prevede inoltre che inizi a operare secondo questi principi a partire dal 2025 su alcuni progetti, selezionati in aree ad alta importanza di biodiversità.

(4) Per identificare le aree ad alta importanza di biodiversità si considerano i seguenti criteri generali: 1) aree protette (UNESCO World Heritage Natural Sites e IUCN I-IV); 2) Critical Habitat come definiti dall'IFC Performance Standard 6; 3) presenza di specie protette ("Biodiversity indicators for site-based impacts" - UNEP-WCMC 2020).

(5) Si utilizza la definizione FAO di foresta: "un'area maggiore di 0,5 ettari caratterizzata da alberi più alti di 5 metri o con la capacità di raggiungere questa altezza in sito e una copertura arborea superiore al 10%. Sono esclusi i terreni di utilizzo prevalentemente agricolo o urbano". Le azioni di riforestazione per compensare impatti che non sia stato possibile evitare saranno compensate, in alternativa, con progetti dedicati oppure contribuendo a iniziative di riforestazione promosse da partner, organizzazioni di conservazione oppure tramite iniziative pubbliche o private, dando priorità a compensazioni nelle stesse aree geografiche o regioni in cui si è avuto un impatto, se possibile, e dello stesso valore.

tà. Collegato all'obiettivo sulla No Net Loss e con lo stesso orizzonte temporale, in riferimento alle attività dirette, Enel ha deciso di assumere un ulteriore impegno per la conservazione delle foreste secondo il principio della "No Net Deforestation", riconoscendone l'importanza sia in termini di ricchezza della biodiversità che le foreste custodiscono, sia per quanto riguarda il ruolo che queste hanno in termini di sequestro e stoccaggio a lungo termine di carbonio. Infine, in tema di salvaguardia delle aree protette, Enel non costruirà nuove infrastrutture in UNESCO World Heritage Natural Sites⁽⁶⁾.

Nei diversi territori in cui il Gruppo è presente vengono promossi specifici progetti allo scopo di contribuire alla salvaguardia degli ecosistemi, delle specie e dei relativi habitat. I progetti comprendono una vasta gamma di interventi: inventari e monitoraggi, programmi di tutela specifici per la conservazione di particolari specie a rischio di estinzione, studi e ricerche metodologiche, ripopolamenti e reimpianti, realizzazione di supporti infrastrutturali per favorire la presenza e il movimento delle specie (per es., nidi artificiali nelle linee di distribuzione per l'avifauna, scale di risalita presso gli impianti idroelettrici per la fauna ittica), programmi di restaurazione ecologica e riforestazioni.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	Conto economico ordinario ⁽¹⁾				Conto economico			
	1° semestre				1° semestre			
	2022	2021	Variazioni		2022	2021	Variazioni	
Ricavi ^{(2) (3)}	67.258	36.291	30.967	85,3%	67.258	36.291	30.967	85,3%
Costi ⁽²⁾	60.369	28.060	32.309	-	60.462	28.701	31.761	-
Risultati netti da contratti su commodity ⁽²⁾	1.409	205	1.204	-	1.409	205	1.204	-
Margine operativo lordo⁽³⁾	8.298	8.436	(138)	-1,6%	8.205	7.795	410	5,3%
Ammortamenti e impairment	3.671	3.162	509	16,1%	4.303	3.348	955	28,5%
Risultato operativo⁽³⁾	4.627	5.274	(647)	-12,3%	3.902	4.447	(545)	-12,3%
Proventi finanziari ⁽³⁾	6.260	2.556	3.704	-	6.286	2.556	3.730	-
Oneri finanziari	7.282	3.683	3.599	97,7%	7.306	3.693	3.613	97,8%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti⁽³⁾	(1.022)	(1.127)	105	9,3%	(1.020)	(1.137)	117	10,3%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	62	68	(6)	-8,8%	62	138	(76)	-55,1%
Risultato prima delle imposte	3.667	4.215	(548)	-13,0%	2.944	3.448	(504)	-14,6%
Imposte	1.044	1.376	(332)	-24,1%	991	1.177	(186)	-15,8%
Risultato delle continuing operations	2.623	2.839	(216)	-7,6%	1.953	2.271	(318)	-14,0%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.623	2.839	(216)	-7,6%	1.953	2.271	(318)	-14,0%
Quota di interessenza del Gruppo	2.109	2.299	(190)	-8,3%	1.693	1.778	(85)	-4,8%
Quota di interessenza di terzi	514	540	(26)	-4,8%	260	493	(233)	-47,3%

(1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti. Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto del periodo del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

(2) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(6) In ogni caso Enel si impegna a ottemperare all'obbligo di servizio con le migliori soluzioni idonee e fattibili.



Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Vendite energia elettrica	32.999	17.956	15.043	83,8%
Trasporto energia elettrica	5.592	5.395	197	3,7%
Corrispettivi da gestori di rete	386	449	(63)	-14,0%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	410	638	(228)	-35,7%
Vendite gas	4.474	1.607	2.867	-
Trasporto gas	270	323	(53)	-16,4%
Vendite di combustibili	2.215	505	1.710	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	393	384	9	2,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione ⁽¹⁾	881	484	397	82,0%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo ⁽²⁾	17.325	6.673	10.652	-
Altri proventi	2.313	1.877	436	23,2%
Totale^{(1) (2)}	67.258	36.291	30.967	85,3%

- (1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (2) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Nel primo semestre si registra un incremento dei **ricavi** per i maggiori prezzi medi delle commodity energia elettrica e gas e per le relative attività di copertura cui è associato anche un incremento delle quantità vendute.

Gli altri proventi accolgono anche gli effetti complessivi (220 milioni di euro) derivanti dalla cessione dell'1,1% delle quote di partecipazione in Ufinet.

Costi

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica ⁽¹⁾	23.066	8.948	14.118	-
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.590	1.807	1.783	98,7%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali ⁽¹⁾	20.594	6.473	14.121	-
Materiali ⁽¹⁾	1.947	1.036	911	87,9%
Costo del personale	2.333	2.766	(433)	-15,7%
Servizi e godimento beni di terzi	8.263	7.613	650	8,5%
Altri costi operativi	2.105	1.292	813	62,9%
Costi capitalizzati	(1.436)	(1.234)	(202)	-16,4%
Totale⁽¹⁾	60.462	28.701	31.761	-

- (1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Analogamente a quanto commentato per i ricavi anche i **costi** nel primo semestre 2022 subiscono un significativo

incremento prevalentemente per l'aumento dei prezzi delle commodity.

Risultati netti da contratti su commodity

I proventi netti da contratti su commodity connessi alle attività di copertura nel primo semestre 2022 registrano un

incremento di 1.204 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi di mercato.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	2.722	961	1.761	-
Enel Green Power	1.335	2.198	(863)	-39,3%
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	3.650	3.564	86	2,4%
Mercati finali	253	1.645	(1.392)	-84,6%
Enel X ⁽²⁾	406	141	265	-
Holding, Servizi e Altro ⁽²⁾	(68)	(73)	5	6,8%
Totale^{(1) (2)}	8.298	8.436	(138)	-1,6%

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **margine operativo lordo ordinario**, pari a 8.298 milioni di euro, evidenzia un decremento di 138 milioni di euro rispetto al primo semestre 2021.

Gli effetti positivi derivanti dai maggiori volumi venduti, unitamente ai prezzi medi crescenti e la gestione ottimale degli strumenti di copertura delle commodity energetiche, sono stati più che compensati dai maggiori costi di acqui-

sto e di produzione di energia elettrica, anche per effetto della minore contribuzione al mix energetico della fonte idroelettrica in Italia e Spagna causata dalla scarsa idraulicità del periodo.

Tale decremento è stato parzialmente compensato dalla cessione parziale della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre 2022						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Margine operativo lordo ordinario	2.722	1.335	3.650	253	406	(68)	8.298
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(54)	-	(10)	(2)	(1)	(8)	(75)
Costi da COVID-19	(3)	(3)	(8)	(1)	-	(3)	(18)
Margine operativo lordo	2.665	1.332	3.632	250	405	(79)	8.205

Milioni di euro	1° semestre 2021						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	Mercati finali	Enel X ⁽²⁾	Holding, Servizi e Altro ⁽²⁾	Totale ^{(1) (2)}
Margine operativo lordo ordinario	961	2.198	3.564	1.645	141	(73)	8.436
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(28)	(17)	(336)	(73)	(7)	(94)	(555)
Adegamenti di valore	(62)	-	-	-	-	-	(62)
Costi da COVID-19	(4)	(3)	(15)	(1)	-	(1)	(24)
Margine operativo lordo	867	2.178	3.213	1.571	134	(168)	7.795

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".



Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	2.290	505	1.785	-
Enel Green Power	592	1.573	(981)	-62,4%
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	2.173	2.271	(98)	-4,3%
Mercati finali	(510)	1.058	(1.568)	-
Enel X ⁽²⁾	297	58	239	-
Holding, Servizi e Altro ⁽²⁾	(215)	(191)	(24)	-12,6%
Totale^{(1) (2)}	4.627	5.274	(647)	-12,3%

- (1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **risultato operativo ordinario** ammonta a 4.627 milioni di euro, con un decremento di 647 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2021. La variazione negativa del risultato operativo risente della citata riduzione del margine operativo lordo ordinario, oltre che dei maggiori ammor-

tamenti, essenzialmente dovuti all'entrata in funzione di nuovi impianti di produzione e alle maggiori svalutazioni di crediti commerciali, soprattutto in Italia e Brasile, correlate alle maggiori vendite del periodo.

Risultato operativo

Tra le partite non ricorrenti registrate nel risultato operativo, e non già commentate nel risultato operativo ordinario, si segnalano gli adeguamenti di valore delle attività nette afferenti a Enel Russia e a CGT Fortaleza, in Brasile, rispettivamente pari a 527 milioni di euro e 71 milioni di euro.

Tali adeguamenti di valore sono conseguenti alla classificazione delle attività nette come disponibili per la vendita e pertanto il loro valore è stato adeguato al minore tra costo di iscrizione e prezzo di cessione.

Milioni di euro	1° semestre 2022						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Risultato operativo ordinario	2.290	592	2.173	(510)	297	(215)	4.627
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(62)	-	(10)	(2)	(1)	(8)	(83)
Adeguamenti di valore	(598)	(8)	(15)	(3)	-	-	(624)
Costi da COVID-19	(3)	(3)	(8)	(1)	-	(3)	(18)
Risultato operativo	1.627	581	2.140	(516)	296	(226)	3.902

Milioni di euro	1° semestre 2021						
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	Mercati finali	Enel X ⁽²⁾	Holding, Servizi e Altro ⁽²⁾	Totale ^{(1) (2)}
Risultato operativo ordinario	505	1.573	2.271	1.058	58	(191)	5.274
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(28)	(17)	(336)	(73)	(7)	(94)	(555)
Adeguamenti di valore	(77)	(165)	(6)	-	-	-	(248)
Costi da COVID-19	(4)	(3)	(15)	(1)	-	(1)	(24)
Risultato operativo	396	1.388	1.914	984	51	(286)	4.447

- (1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (2) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del primo semestre 2022 ammonta a 2.109 milioni di euro, con un decremento di 190 milioni di euro rispetto ai 2.299 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-8,3%).

In particolare, la citata riduzione del risultato operativo ordinario è stata in parte compensata da una più efficiente gestione finanziaria connessa alle attività di liability management realizzate nei periodi precedenti e da una riduzione del carico fiscale.

Risultato netto del Gruppo

Milioni di euro	1° semestre	
	2022	2021
Risultato netto del Gruppo ordinario	2.109	2.299
Oneri per transizione energetica e digitalizzazione	(28)	(387)
Adegamenti di valore	(352)	(178)
Costi da COVID-19	(12)	(16)
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	(24)	60
Risultato netto del Gruppo	1.693	1.778

Il **risultato netto del Gruppo** del primo semestre 2022 ammonta a 1.693 milioni di euro (1.778 milioni di euro nel primo semestre 2021), con un decremento di 85 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2021. Nella tabella riportata sopra è presentata la riconciliazione tra il risultato

netto del Gruppo ordinario e il risultato netto del Gruppo nel primo semestre 2022, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.



Analisi della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

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

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	108.859	102.733	6.126	6,0%
- avviamento	14.298	13.821	477	3,5%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	650	704	(54)	-7,7%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(4.463)	(4.496)	33	0,7%
Totale attività immobilizzate nette	119.344	112.762	6.582	5,8%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	16.805	16.076	729	4,5%
- rimanenze	4.231	3.109	1.122	36,1%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	1.372	(762)	2.134	-
- altre attività/(passività) correnti nette	(7.413)	(10.940)	3.527	32,2%
- debiti commerciali	(16.413)	(16.959)	546	3,2%
Totale capitale circolante netto	(1.418)	(9.476)	8.058	85,0%
Capitale investito lordo	117.926	103.286	14.640	14,2%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.457)	(2.724)	267	9,8%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.010)	(6.548)	(1.462)	-22,3%
Totale fondi diversi	(10.467)	(9.272)	(1.195)	-12,9%
Attività nette possedute per la vendita	562	280	282	-
Capitale investito netto	108.021	94.294	13.727	14,6%
Patrimonio netto complessivo	45.783	42.342	3.441	8,1%
Indebitamento finanziario netto	62.238	51.952	10.286	19,8%

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2022 è pari a 108.021 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 45.783 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 62.238 milioni di euro. L'incremento del capitale investito netto deriva principalmente:

- dall'incremento delle attività materiali e immateriali (6.126 milioni di euro) dovuto principalmente agli investimenti del periodo (5.319 milioni di euro), al positivo andamento dei cambi (2.904 milioni di euro) e alle variazioni di perimetro per l'acquisto della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl) al netto degli ammortamenti di periodo pari a 3.039 milioni di euro;
- dall'incremento del capitale circolante netto per effetto dei provvedimenti governativi, del pagamento dei divi-

dendi e del contesto macroeconomico di riferimento del mercato energetico.

Si segnala, inoltre, che la voce "Fondi rischi e oneri e imposte differite nette" si incrementa soprattutto per i maggiori accantonamenti per oneri di compliance ambientale per le emissioni di CO₂ (1.045 milioni di euro).

Il **patrimonio netto complessivo** al 30 giugno 2022 si incrementa di 3.441 milioni di euro soprattutto per il rafforzamento delle valute estere nei confronti dell'euro che ha comportato una variazione positiva della riserva di conversione di 2.219 milioni di euro, per le riserve di cash flow hedge e per il risultato di periodo pari a 2.127 milioni di euro

al netto di dividendi distribuiti nel primo semestre 2022 per 2.705 milioni di euro. Infine, si segnala che l'operazione su non-controlling interest a seguito della riorganizzazione

societaria avvenuta in Colombia, e più in generale in America Latina, ha comportato la rilevazione di una riserva negativa, di pertinenza del Gruppo, pari a 261 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto.

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	12.573	12.579	(6)	-
- obbligazioni	46.672	39.099	7.573	19,4%
- debiti verso altri finanziatori ⁽¹⁾	2.916	2.942	(26)	-0,9%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>62.161</i>	<i>54.620</i>	<i>7.541</i>	<i>13,8%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.000)	(2.692)	(308)	-11,4%
Indebitamento netto a lungo termine	59.161	51.928	7.233	13,9%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	936	989	(53)	-5,4%
- altri finanziamenti a breve verso banche	2.984	1.329	1.655	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>3.920</i>	<i>2.318</i>	<i>1.602</i>	<i>69,1%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	3.440	2.700	740	27,4%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	351	342	9	2,6%
Commercial paper	6.743	10.708	(3.965)	-37,0%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	2.762	918	1.844	-
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽²⁾	440	363	77	21,2%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>13.736</i>	<i>15.031</i>	<i>(1.295)</i>	<i>-8,6%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(2.370)	(1.538)	(832)	-54,1%
Crediti finanziari - cash collateral	(5.397)	(6.485)	1.088	16,8%
Altri crediti finanziari a breve termine	(232)	(356)	124	34,8%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.580)	(8.946)	2.366	26,4%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(14.579)</i>	<i>(17.325)</i>	<i>2.746</i>	<i>15,8%</i>
Indebitamento netto a breve termine	3.077	24	3.053	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	62.238	51.952	10.286	19,8%
Indebitamento finanziario “Attività classificate come possedute per la vendita”	461	699	(238)	-34,0%

(1) La voce include le "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 26 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(2) La voce include i debiti finanziari correnti, ricompresi nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale consolidato, pari a 5 milioni di euro al 30 giugno 2022 (12 milioni di euro al 31 dicembre 2021). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 26 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 62.238 milioni di euro al 30 giugno 2022, non inclusivo al 30 giugno 2022 della posizione riferita alle attività nette classificate come disponibili per la vendita per un valore complessivo pari a 461 milioni di euro, registra un incremento di 10.286 milioni di euro rispetto ai 51.952 milioni di euro al 31 dicembre 2021, con un aumento dell'indebitamento finanziario netto

a lungo termine pari a 7.233 milioni di euro e a breve termine pari a 3.053 milioni di euro.

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto, pari a 10.286 milioni di euro (+19,8%), è riferibile, prevalentemente, (i) al fabbisogno generato dagli investimenti del periodo (5.889 milioni di euro); (ii) al pagamento di dividendi per



complessivi 2.427 milioni di euro, comprensivi di coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride per 43 milioni di euro; (iii) al pagamento di 1.196 milioni di euro, al netto della cassa acquisita di 69 milioni di euro, per l'acquisizione in Italia degli impianti rinnovabili ex ERG; (iv) allo sfavorevole andamento dei cambi per 2.110 milioni di euro.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa (664 milioni di euro).

In conseguenza di ciò, al 30 giugno 2022, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto "**rapporto debt to equity**", è pari a 1,36 (1,23 al 31 dicembre 2021).

Al 30 giugno 2022 l'**indebitamento finanziario lordo**, in aumento di 7.848 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021, è pari a 79.817 milioni di euro.

Indebitamento finanziario lordo

Milioni di euro	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
	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	66.888	12.929	79.817	58.651	13.318	71.969
di cui:						
- indebitamento cui sono associati obiettivi di sostenibilità	36.523	6.883	43.406	28.973	10.474	39.447
Indebitamento cui sono associati obiettivi di sostenibilità/Totale indebitamento lordo (%)			54%			55%

In particolare, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 66.888 milioni di euro, di cui 36.523 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, e risulta costituito da:

- obbligazioni per 50.112 milioni di euro, di cui 25.333 milioni di euro riferibili a prestiti obbligazionari sostenibili. Le obbligazioni presentano un incremento di 8.313 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2021, dovuto principalmente alle emissioni multi-tranche di bond "sustainability-linked" da parte di Enel Finance International nei mesi di gennaio, aprile e giugno 2022 pari rispettivamente a un totale di 2.750 milioni di euro, 750 milioni di sterline (equivalenti a 871 milioni di euro al 30 giugno 2022) e un totale di 3.500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 3.348 milioni di euro al 30 giugno 2022);
- finanziamenti bancari per 13.509 milioni di euro, di cui 11.190 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, che diminuiscono di 59 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021;

- debiti verso altri finanziatori per 3.267 milioni di euro sostanzialmente invariati rispetto al 31 dicembre 2021. Si evidenzia che nel mese di maggio 2022 Enel SpA ed Enel Finance International hanno sottoscritto amendement and restatement agreement volto a incrementare di 3.500 milioni di euro l'importo della linea di credito revolving "sustainability-linked" da 10.000 milioni di euro, stipulata nel marzo 2021 con un pool di istituti bancari; al 30 giugno 2022 tale finanziamento non risulta utilizzato.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, in diminuzione di 389 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 e pari a 12.929 milioni di euro, è costituito principalmente da commercial paper per 6.743 milioni di euro, di cui 6.741 milioni di euro legati a obiettivi di sostenibilità, altri finanziamenti a breve verso banche per 2.984 milioni di euro e cash collateral su derivati per 2.762 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2022	2021	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo⁽¹⁾	8.990	6.002	2.988
Cash flow da attività operativa	664	2.676	(2.012)
Cash flow da attività di investimento	(6.835)	(5.032)	(1.803)
Cash flow da attività di finanziamento	3.741	1.149	2.592
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	242	22	220
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo⁽²⁾	6.802	4.817	1.985

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.858 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (5.906 milioni di euro al 1° gennaio 2021), "Titoli a breve" pari a 88 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (67 milioni di euro al 1° gennaio 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 44 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (29 milioni di euro al 1° gennaio 2021).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.506 milioni di euro al 30 giugno 2022 (4.721 milioni di euro al 30 giugno 2021), "Titoli a breve" pari a 74 milioni di euro al 30 giugno 2022 (84 milioni di euro al 30 giugno 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 222 milioni di euro al 30 giugno 2022 (12 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Il **cash flow da attività operativa** nel primo semestre 2022 è positivo e ammonta a 664 milioni di euro, in riduzione di 2.012 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente prevalentemente per effetto del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nel primo semestre 2022 ha assorbito liquidità per 6.835 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2021 ne aveva assorbita per 5.032 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività non correnti derivanti da contratti con i clienti, pari a 5.931 milioni di euro nel primo semestre 2022, di cui 42 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita, sono in aumento rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, per il cui 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 1.238 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisizione da parte di Enel Produzione SpA del 100% della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl), per un corrispettivo di 1.196 milioni di euro al netto della cassa acquisita di 69 milioni di euro.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 123 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Green Power SpA alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) del 50% della partecipazione detenuta nella società Enel Green Power Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei progetti in Sudafrica (corrispettivo di 102 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 6 milioni di euro);

- alla cessione da parte di Enel X Germany dell'intera quota detenuta nelle società Cremzow KG e Cremzow Verwaltungs (corrispettivo di 8 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 4 milioni di euro).

L'analogia voce nei primi sei mesi del 2021 si riferiva principalmente alla cessione di un parco eolico in Bulgaria.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2022 è pari a 211 milioni di euro e si riferisce principalmente alla cessione dell'1,1% della partecipazione detenuta da Enel X International in Ufnet, con un corrispettivo netto incassato di 73 milioni di euro, alla vendita da parte di Enel Kansas LLC del 50% della partecipazione detenuta nella società Rocky Caney Holdings LLC e nella società EGPNA Renewable Energy Partners per un corrispettivo complessivo di 94 milioni di euro nonché a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 3.741 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2021 ne aveva generata per 1.149 milioni di euro. Il flusso del primo semestre 2022 è sostanzialmente relativo:

- all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 6.156 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 2.384 milioni di euro, cui si aggiungono 43 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride;
- agli aumenti di capitale effettuati in società controllate con presenza di soci minoritari per 15 milioni di euro, in particolare in Australia.

Nel primo semestre 2022 il fabbisogno legato all'attività di investimento pari a 6.835 milioni di euro è stato sostenuto dalle attività di finanziamento (3.741 milioni di euro), dal-



la riduzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (2.188 milioni di euro) e dal cash flow generato dall'attività operativa (664 milioni di euro). Si segnala inoltre che la variazione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti

risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 242 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	324	262	62	23,7%
Enel Green Power ⁽¹⁾	2.557	1.897	660	34,8%
Infrastrutture e Reti	2.390	2.193	197	9,0%
Mercati finali	392	262	130	49,6%
Enel X ⁽²⁾	144	107	37	34,6%
Holding, Servizi e Altro	82	92	(10)	-10,9%
Totale	5.889	4.813	1.076	22,4%

(1) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al primo semestre 2022 (61 milioni di euro al primo semestre 2021).

(2) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al primo semestre 2022.

Gli **investimenti** del primo semestre 2022 ammontano a 5.889 milioni di euro, in aumento (1.076 milioni di euro) rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente. Tale andamento risulta in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ e guidato da finalità di efficienza energetica e di transizione energetica, obiettivi posti in primo piano dal Gruppo.

Al fine di rispondere agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli e quindi investire sulla resilienza delle reti, gli investimenti nella rete di distribuzione rappresentano un punto fermo per il Gruppo. Nel primo semestre 2022 risultano in aumento gli investimenti in Brasile (140 milioni di euro), in Italia (16 milioni di euro) e in Spagna (14 milioni di euro) principalmente per interventi migliorativi e manutenzione correttiva sulla rete e per attività di quality remote control. L'incremento degli investimenti nelle rinnovabili si registra principalmente negli Stati Uniti (261 milioni di euro), in Italia (232 milioni di euro), in Canada (125 milioni di euro), in Spagna (83 milioni di euro), in Colombia (36 milioni di euro), in

Perù (33 milioni di euro), in Cile (31 milioni di euro) e in Australia (13 milioni di euro), solo parzialmente compensato dalla diminuzione registrata in Brasile (44 milioni di euro), e in India (30 milioni di euro).

In aumento sono gli investimenti nei Mercati finali, soprattutto in Italia (72 milioni di euro) e in Iberia (62 milioni di euro) essenzialmente per attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.

L'incremento degli investimenti di Enel X si registra principalmente in Italia per 13 milioni di euro nei business e-Home e Vivi Meglio Unifamiliare, in Perù nel business e-City, in Colombia nell'e-City e nella distributed energy, e in Spagna nel business e-Home, a seguito dei maggiori volumi di vendite realizzati rispetto al 2021.

La crescita degli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading, soprattutto in Italia (73 milioni di euro), è ascrivibile alla transizione degli impianti dal carbone al gas.

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

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 semestri messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato e descritto in precedenza.

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori 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 Area Geografica.

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, Holding, Servizi e Altro) e Aree Geografiche (Italia, Iberia, Europa, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding).



Risultati per Settore primario (Linea di Business) del secondo trimestre 2022 e 2021

Secondo trimestre 2022⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	12.411	1.683	4.528	13.110	530	38	32.300	-	32.300
Ricavi e altri proventi intersettoriali	4.770	640	860	1.159	3	539	7.971	(7.971)	-
Totale ricavi e altri proventi	17.181	2.323	5.388	14.269	533	577	40.271	(7.971)	32.300
Risultati netti da contratti su commodity	491	(32)	-	(192)	(10)	(4)	253	-	253
Margine operativo lordo	1.070	606	1.907	130	84	(38)	3.759	-	3.759
Ammortamenti e impairment	821	397	780	391	68	79	2.536	-	2.536
Risultato operativo	249	209	1.127	(261)	16	(117)	1.223	-	1.223

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

Secondo trimestre 2021^{(1) (2) (3) (4)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	4.923	1.356	4.095	7.079	324	24	17.801	-	17.801
Ricavi e altri proventi intersettoriali	1.883	630	785	47	6	497	3.848	(3.848)	-
Totale ricavi e altri proventi	6.806	1.986	4.880	7.126	330	521	21.649	(3.848)	17.801
Risultati netti da contratti su commodity	142	(22)	-	171	-	(5)	286	-	286
Margine operativo lordo	442	1.126	1.479	663	76	(122)	3.664	-	3.664
Ammortamenti e impairment	248	480	644	302	47	61	1.782	-	1.782
Risultato operativo	194	646	835	361	29	(183)	1.882	-	1.882

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(4) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Risultati per Settore primario (Linea di Business) del primo semestre 2022 e 2021

Primo semestre 2022⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	25.445	3.140	8.705	28.711	1.179	78	67.258	-	67.258
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.173	1.314	1.739	1.558	30	971	14.785	(14.785)	-
Totale ricavi	34.618	4.454	10.444	30.269	1.209	1.049	82.043	(14.785)	67.258
Risultati netti da contratti su commodity	1.223	62	-	133	(10)	1	1.409	-	1.409
Margine operativo lordo	2.665	1.332	3.632	250	405	(79)	8.205	-	8.205
Ammortamenti e impairment	1.038	751	1.492	766	109	147	4.303	-	4.303
Risultato operativo	1.627	581	2.140	(516)	296	(226)	3.902	-	3.902
Investimenti	324	2.557⁽²⁾	2.390	392	144⁽³⁾	82	5.889	-	5.889

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Primo semestre 2021^{(1) (2) (3) (4)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	9.879	2.797	7.831	15.146	591	47	36.291	-	36.291
Ricavi e altri proventi intersettoriali	3.975	1.144	1.705	236	22	932	8.014	(8.014)	-
Totale ricavi	13.854	3.941	9.536	15.382	613	979	44.305	(8.014)	36.291
Risultati netti da contratti su commodity	114	(20)	-	113	-	(2)	205	-	205
Margine operativo lordo	867	2.178	3.213	1.571	134	(168)	7.795	-	7.795
Ammortamenti e impairment	471	790	1.299	587	83	118	3.348	-	3.348
Risultato operativo	396	1.388	1.914	984	51	(286)	4.447	-	4.447
Investimenti	262	1.897⁽⁵⁾	2.193	262	107	92	4.813	-	4.813

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(4) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

(5) Il dato non include 61 milioni di euro riclassificati come disponibili per la vendita.

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base alle diverse Regioni/Paesi.

Nella seguente tabella il margine operativo lordo ordinario è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo

di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Linea di Business, ma anche per Area Geografica.

Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda quindi al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".



Margine operativo lordo ordinario^{(1) (2) (3)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Infrastrutture e Reti		
	1° semestre			1° semestre			1° semestre		
	2022	2021	Variazione	2022	2021	Variazione	2022	2021	Variazione
Italia	1.555	357	1.198	(367)	661	(1.028)	1.752	1.805	(53)
Iberia	952	393	559	261	256	5	838	909	(71)
America Latina	176	197	(21)	952	860	92	1.093	796	297
Argentina	47	43	4	12	11	1	(38)	(4)	(34)
Brasile	62	45	17	234	142	92	683	464	219
Cile	(27)	21	(48)	202	283	(81)	97	65	32
Colombia	18	23	(5)	347	285	62	248	189	59
Perù	77	66	11	97	62	35	103	82	21
Panama	(1)	(1)	-	38	64	(26)	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	22	13	9	-	-	-
Europa	48	43	5	139	77	62	(50)	60	(110)
Romania	1	(1)	2	83	37	46	(50)	60	(110)
Russia	47	44	3	14	(1)	15	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	42	41	1	-	-	-
Nord America	(11)	(21)	10	314	318	(4)	-	-	-
Stati Uniti e Canada	(10)	(20)	10	272	287	(15)	-	-	-
Messico	(1)	(1)	-	42	31	11	-	-	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	55	40	15	-	-	-
Sudafrica	-	-	-	47	30	17	-	-	-
India	-	-	-	4	-	4	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	4	10	(6)	-	-	-
Altro	2	(8)	10	(19)	(14)	(5)	17	(6)	23
Totale	2.722	961	1.761	1.335	2.198	(863)	3.650	3.564	86

- (1) Il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".
- (2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (3) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Mercati finali			Enel X			Holding, Servizi e Altro			Totale		
1° semestre			1° semestre			1° semestre			1° semestre		
2022	2021	Variazione	2022	2021	Variazione	2022	2021	Variazione	2022	2021	Variazione
313	1.234	(921)	53	60	(7)	56	36	20	3.362	4.153	(791)
(174)	250	(424)	41	27	14	6	-	6	1.924	1.835	89
226	111	115	58	30	28	(45)	(36)	(9)	2.460	1.958	502
6	3	3	3	3	-	(2)	(2)	-	28	54	(26)
124	51	73	(1)	(1)	-	(11)	(9)	(2)	1.091	692	399
35	20	15	(2)	(2)	-	(32)	(25)	(7)	273	362	(89)
49	25	24	46	21	25	-	-	-	708	543	165
12	12	-	12	9	3	-	-	-	301	231	70
-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	63	(26)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	13	9
(115)	45	(160)	18	7	11	(1)	1	(2)	39	233	(194)
(115)	45	(160)	8	4	4	1	3	(2)	(72)	148	(220)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	43	18
-	-	-	10	3	7	(2)	(2)	-	50	42	8
1	5	(4)	22	16	6	(12)	(12)	-	314	306	8
-	-	-	22	16	6	(12)	(12)	-	272	271	1
1	5	(4)	-	-	-	-	-	-	42	35	7
-	-	-	(11)	(1)	(10)	(1)	(1)	-	43	38	5
-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	30	17
-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
-	-	-	(11)	(1)	(10)	(1)	(1)	-	(8)	8	(16)
2	-	2	225	2	223	(71)	(61)	(10)	156	(87)	243
253	1.645	(1.392)	406	141	265	(68)	(73)	5	8.298	8.436	(138)



Generazione Termoelettrica e Trading



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Impianti a carbone	9.937	5.803	4.134	71,2%
Impianti a olio combustibile e turbogas	13.026	9.654	3.372	34,9%
Impianti a ciclo combinato	24.355	22.799	1.556	6,8%
Impianti nucleari	13.447	12.815	632	4,9%
Totale produzione netta	60.765	51.071	9.694	19,0%
- di cui Italia	13.890	9.047	4.843	53,5%
- di cui Iberia	24.924	20.412	4.512	22,1%
- di cui America Latina	11.895	11.891	4	-
- di cui Europa	10.056	9.721	335	3,4%

L'incremento della produzione termoelettrica, derivante sia da una maggiore richiesta di energia elettrica sia dalla necessità di compensare una minore produzione idroelettrica dovuta a una scarsa idraulicità del periodo, è attribuibile essenzialmente a un aumento della produzione da impianti a carbone per 4.134 milioni di kWh, a un aumento della generazione da impianti a olio combustibile e turbogas per 3.372 milioni di kWh e a un aumento della produzione da impianti a ciclo combinato per 1.556 milioni di kWh.

L'aumento della produzione da impianti a carbone è stata registrata principalmente in Italia (4.248 milioni di kWh) ed è conseguenza, come detto, della forte siccità del periodo

oltre che degli effetti derivanti dalle maggiori difficoltà di approvvigionamento del gas a seguito dell'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale variazione è stata in parte compensata dal decremento della produzione da impianti a carbone in America Latina (381 milioni di kWh). La maggiore produzione da impianti a olio combustibile e turbogas è stata registrata prevalentemente in America Latina (2.727 milioni di kWh) mentre l'aumento riferito a impianti a ciclo combinato e nucleari è stato registrato principalmente in Iberia (rispettivamente di 3.284 milioni di kWh e 632 milioni di kWh), in parte compensato dal decremento da impianti a ciclo combinato in America Latina (2.343 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW				Variazioni
	al 30.06.2022	al 31.12.2021		
Impianti a carbone	6.910	6.910	-	-
Impianti a olio combustibile e turbogas	11.689	11.715	(26)	-0,2%
Impianti a ciclo combinato	15.039	15.039	-	-
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	36.966	36.992	(26)	-0,1%
- di cui Italia	11.564	11.569	(5)	-
- di cui Iberia	12.751	12.751	-	-
- di cui America Latina	7.375	7.396	(21)	-0,3%
- di cui Europa	5.276	5.276	-	-

La potenza efficiente netta installata termoelettrica nel primo semestre 2022 si è attestata a 36.966 MW, sostan-

zialmente in linea con quanto rilevato alla fine dell'esercizio 2021.



Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
17.181	6.806	10.375	-	Ricavi ⁽¹⁾	34.618	13.854	20.764	-
1.070	442	628	-	Margine operativo lordo	2.665	867	1.798	-
1.107	519	588	-	Margine operativo lordo ordinario	2.722	961	1.761	-
249	194	55	28,4%	Risultato operativo	1.627	396	1.231	-
892	286	606	-	Risultato operativo ordinario	2.290	505	1.785	-
				Investimenti	324	262	62	23,7%

(1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

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

Ricavi da fonte termoelettrica e nucleare

Milioni di euro		1° semestre		
		2022	2021	Variazione
Ricavi ^{(1) (2)}				
Ricavi da generazione termoelettrica		9.799	3.991	-
- di cui da generazione a carbone		3.283	820 ⁽³⁾	-
Ricavi da generazione nucleare		824	737	11,8%
Percentuale dei ricavi da generazione termoelettrica sul totale ricavi		14,6%	11,0%	
- di cui dei ricavi da generazione a carbone sul totale ricavi		4,9%	2,3%	
Percentuale dei ricavi da generazione nucleare sul totale ricavi		1,2%	2,0%	

(1) I ricavi oggetto di analisi si riferiscono a quelli di "settore" e comprendono le partite verso terzi e gli scambi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(3) I dati del 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2022.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre					Milioni di euro				1° semestre			
2022	2021	Variazioni							2022	2021	Variazioni	
12.687	4.799	7.888	-	Italia ⁽¹⁾					26.622	10.036	16.586	-
3.560	1.331	2.229	-	Iberia ⁽¹⁾					6.249	2.604	3.645	-
788	565	223	39,5%	America Latina					1.456	1.019	437	42,9%
48	42	6	14,3%	- di cui Argentina					82	72	10	13,9%
260	178	82	46,1%	- di cui Brasile					486	341	145	42,5%
367	251	116	46,2%	- di cui Cile					668	435	233	53,6%
49	42	7	16,7%	- di cui Colombia					98	82	16	19,5%
64	52	12	23,1%	- di cui Perù					122	89	33	37,1%
-	-	-	-	- di cui altri Paesi					-	-	-	-
62	11	51	-	Nord America					86	47	39	83,0%
114	103	11	10,7%	Europa					265	241	24	10,0%
11	-	11	-	- di cui Romania					19	-	19	-
103	103	-	-	- di cui Russia					246	241	5	2,1%
20	16	4	25,0%	Altro					49	49	-	-
(50)	(19)	(31)	-	Elisioni e rettifiche					(109)	(142)	33	23,2%
17.181	6.806	10.375	-	Totale					34.618	13.854	20.764	-

(1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

I **ricavi** dei primi sei mesi del 2022 sono pari a 34.618 milioni di euro, con un incremento di 20.764 milioni di euro rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2021. La variazione è dovuta prevalentemente all'incremento della produzione

di energia termoelettrica, in Italia e Spagna, a compensazione della ridotta produzione idroelettrica per effetto del basso livello di precipitazioni del periodo, e alle attività di portfolio management delle commodity energetiche.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre					Milioni di euro				1° semestre			
2022	2021	Variazioni							2022	2021	Variazioni	
536	246	290	-	Italia					1.555	357	1.198	-
474	129	345	-	Iberia					952	393	559	-
97	142	(45)	-31,7%	America Latina					176	197	(21)	-10,7%
29	28	1	3,6%	- di cui Argentina					47	43	4	9,3%
36	27	9	33,3%	- di cui Brasile					62	45	17	37,8%
(21)	33	(54)	-	- di cui Cile					(27)	21	(48)	-
12	17	(5)	-29,4%	- di cui Colombia					18	23	(5)	-21,7%
41	37	4	10,8%	- di cui Perù					77	66	11	16,7%
-	-	-	-	- di cui altri Paesi					(1)	(1)	-	-
(19)	(3)	(16)	-	Nord America					(11)	(21)	10	47,6%
21	16	5	31,3%	Europa					48	43	5	11,6%
4	(1)	5	-	- di cui Romania					1	(1)	2	-
17	17	-	-	- di cui Russia					47	44	3	6,8%
(2)	(11)	9	81,8%	Altro					2	(8)	10	-
1.107	519	588	-	Totale					2.722	961	1.761	-

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario**, pari a 1.761 milioni di euro, è da ricondurre prevalentemente alla maggiore produzione da fonte termoelettrica conseguente alla scarsa idraulicità del periodo combinata ai prezzi medi crescenti di vendita applicati, nonché alla gestione

ottimale delle strategie di copertura del rischio prezzo su commodity, in Italia e Spagna.

Tale incremento include maggiori oneri di compliance CO₂ per 1.019 milioni di euro.



Il **marginale operativo lordo** pari a 2.665 milioni di euro (867 milioni di euro nei primi sei mesi del 2021) risente di quanto commentato per il margine operativo lordo ordinario oltre che della variazione delle partite straordinarie (37 milioni di euro). Le partite straordinarie del primo semestre 2022 sono pari a 57 milioni di euro (94 milioni di euro nel primo semestre 2021) e si riferiscono a oneri per transizione energetica e digitalizzazione (54 milioni di euro nel primo

semestre 2022 e 28 milioni di euro nel primo semestre 2021), principalmente relativi all'adeguamento di valore dei magazzini combustibili dell'impianto a carbone di Bocamina II, nonché ai costi sostenuti a fronte della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (3 milioni di euro nel primo semestre 2022 e 1 milione di euro nel primo semestre 2021).

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
500	202	298	-	Italia	1.491	271	1.220	-
347	(5)	352	-	Iberia	688	118	570	-
50	98	(48)	-49,0%	America Latina	85	118	(33)	-28,0%
6	13	(7)	-53,8%	- di cui Argentina	4	14	(10)	-71,4%
34	26	8	30,8%	- di cui Brasile	57	41	16	39,0%
(31)	18	(49)	-	- di cui Cile	(46)	(2)	(44)	-
8	13	(5)	-38,5%	- di cui Colombia	9	14	(5)	-35,7%
33	29	4	13,8%	- di cui Perù	62	52	10	19,2%
-	(1)	1	-	- di cui altri Paesi	(1)	(1)	-	-
(19)	(3)	(16)	-	Nord America	(11)	(21)	10	47,6%
16	5	11	-	Europa	36	28	8	28,6%
4	(1)	5	-	- di cui Romania	1	(1)	2	-
12	6	6	-	- di cui Russia	35	29	6	20,7%
(2)	(11)	9	81,8%	Altro	1	(9)	10	-
892	286	606	-	Totale	2.290	505	1.785	-

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei minori ammortamenti e impairment per 24 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** dei primi sei mesi del 2022 pari a 1.627 milioni di euro (396 milioni di euro nel 2021), oltre a quanto già commentato nel risultato operativo ordinario, risente principalmente:

- degli oneri per transizione energetica e digitalizzazione

per 62 milioni di euro, riferiti principalmente all'adeguamento di valore dei magazzini combustibili dell'impianto a carbone di Bocamina II e all'adeguamento di valore di alcuni impianti in Italia;

- dell'adeguamento di valore delle attività nette, classificate come disponibili per la vendita, afferenti a Enel Russia per 527 milioni di euro e a CGT Fortaleza, in Brasile, per 71 milioni di euro;
- dei costi non ricorrenti sostenuti per fronteggiare la pandemia COVID-19 per 3 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Italia		170	97	73	75,3%
Iberia		92	100	(8)	-8,0%
America Latina		49	48	1	2,1%
Nord America		-	2	(2)	-
Europa		13	15	(2)	-13,3%
Totale		324	262	62	23,7%

L'incremento degli **investimenti** del primo semestre 2022, complessivamente pari a 62 milioni di euro, è riferibile principalmente all'Italia e riguarda essenzialmente la ricon-

versione di alcuni impianti nell'ambito dei progetti di transizione energetica.





Enel Green Power



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Idroelettrica	24.286	30.136	(5.850)	-19,4%
Geotermoelettrica	3.076	3.020	56	1,9%
Eolica	22.020	17.945	4.075	22,7%
Solare	5.336	3.624	1.712	47,2%
Altre fonti	23	23	-	-
Totale produzione netta	54.741	54.748	(7)	-
- di cui Italia	9.177	12.686	(3.509)	-27,7%
- di cui Iberia	6.215	7.182	(967)	-13,5%
- di cui America Latina	23.922	22.794	1.128	4,9%
- di cui Europa	1.310	1.148	162	14,1%
- di cui Nord America	12.407	9.796	2.611	26,7%
- di cui Africa, Asia e Oceania	1.710	1.142	568	49,7%

Nel primo semestre 2022 la produzione netta complessiva di energia elettrica è sostanzialmente allineata ai valori prodotti nel primo semestre 2021. La maggior produzione derivante dagli impianti in Brasile e negli Stati Uniti si contrappone a una forte contrazione in Italia e Spagna per gli effetti della siccità sulla generazione idroelettrica.

Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si registrano in Nord America (+2.006 milioni di kWh), Brasile (+1.442 milioni di kWh), Sudafrica (+372 milioni di kWh), India (195 mi-

lioni di kWh) ed Europa (164 milioni di kWh).

La produzione da fonte solare registra un incremento prevalentemente negli Stati Uniti (+563 milioni di kWh), in Cile (+426 milioni di kWh), Iberia (+409 milioni di kWh) e Brasile (+262 milioni di kWh).

La produzione da fonte idroelettrica ha registrato complessivamente una riduzione a causa della minore produzione in Italia (-3.521 milioni di kWh), Iberia (-1.224 milioni di kWh) e America Latina (-1.112 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Idroelettrica	28.351	27.847	504	1,8%
Geotermoelettrica	915	915	-	-
Eolica	15.256	14.903	353	2,4%
Solare	7.034	6.395	639	10,0%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	51.562	50.066	1.496	3,0%
- di cui Italia	14.587	14.040	547	3,9%
- di cui Iberia	8.508	8.390	118	1,4%
- di cui America Latina	16.980	16.506	474	2,9%
- di cui Europa	1.280	1.248	32	2,6%
- di cui Nord America	7.941	7.941	-	-
- di cui Africa, Asia e Oceania	2.266	1.941	325	16,7%

L'incremento della potenza efficiente netta installata è dovuto principalmente alla costruzione di nuovi impianti so-

lari in Cile e India, nonché all'acquisizione di nuovi impianti idroelettrici in Italia.



Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
2.323	1.986	337	17,0%	Ricavi	4.454	3.941	513	13,0%
606	1.126	(520)	-46,2%	Margine operativo lordo	1.332	2.178	(846)	-38,8%
608	1.144	(536)	-46,9%	Margine operativo lordo ordinario	1.335	2.198	(863)	-39,3%
209	646	(437)	-67,6%	Risultato operativo	581	1.388	(807)	-58,1%
219	829	(610)	-73,6%	Risultato operativo ordinario	592	1.573	(981)	-62,4%
				Investimenti	2.557 ⁽¹⁾	1.897 ⁽²⁾	660	34,8%

(1) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2022.

Ricavi

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
536	607	(71)	-11,7%	Italia	968	1.173	(205)	-17,5%
218	152	66	43,4%	Iberia	502	417	85	20,4%
1.017	779	238	30,6%	America Latina	1.975	1.608	367	22,8%
11	10	1	10,0%	- di cui Argentina	19	17	2	11,8%
186	182	4	2,2%	- di cui Brasile	343	435	(92)	-21,1%
493	296	197	66,6%	- di cui Cile	944	584	360	61,6%
211	208	3	1,4%	- di cui Colombia	446	406	40	9,9%
45	26	19	73,1%	- di cui Perù	92	61	31	50,8%
42	39	3	7,7%	- di cui Panama	84	75	9	12,0%
29	18	11	61,1%	- di cui altri Paesi	47	30	17	56,7%
378	350	28	8,0%	Nord America	663	524	139	26,5%
296	315	(19)	-6,0%	- di cui Stati Uniti e Canada	525	452	73	16,2%
82	35	47	-	- di cui Messico	138	72	66	91,7%
129	66	63	95,5%	Europa	252	149	103	69,1%
88	41	47	-	- di cui Romania	178	92	86	93,5%
11	2	9	-	- di cui Russia	17	2	15	-
30	23	7	30,4%	- di cui Grecia	57	55	2	3,6%
57	34	23	67,6%	Africa, Asia e Oceania	105	68	37	54,4%
51	52	(1)	-1,9%	Altro	114	115	(1)	-0,9%
(63)	(54)	(9)	-16,7%	Elisioni e rettifiche	(125)	(113)	(12)	-10,6%
2.323	1.986	337	17,0%	Totale	4.454	3.941	513	13,0%

L'aumento dei **ricavi** è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute a prezzi medi crescenti princi-

palmente in Cile e Nord America, parzialmente compensate dalle minori vendite in Italia per la scarsa idraulicità.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
(185)	331	(516)	-	Italia	(367)	661	(1.028)	-
116	101	15	14,9%	Iberia	261	256	5	2,0%
450	431	19	4,4%	America Latina	952	860	92	10,7%
6	7	(1)	-14,3%	- di cui Argentina	12	11	1	9,1%
128	89	39	43,8%	- di cui Brasile	234	142	92	64,8%
56	125	(69)	-55,2%	- di cui Cile	202	283	(81)	-28,6%
175	143	32	22,4%	- di cui Colombia	347	285	62	21,8%
49	26	23	88,5%	- di cui Perù	97	62	35	56,5%
22	33	(11)	-33,3%	- di cui Panama	38	64	(26)	-40,6%
14	8	6	75,0%	- di cui altri Paesi	22	13	9	69,2%
159	234	(75)	-32,1%	Nord America	314	318	(4)	-1,3%
145	220	(75)	-34,1%	- di cui Stati Uniti e Canada	272	287	(15)	-5,2%
14	14	-	-	- di cui Messico	42	31	11	35,5%
59	30	29	96,7%	Europa	139	77	62	80,5%
26	14	12	85,7%	- di cui Romania	83	37	46	-
11	-	11	-	- di cui Russia	14	(1)	15	-
22	18	4	22,2%	- di cui Grecia	42	43	(1)	-2,3%
-	(2)	2	-	- di cui altri Paesi	-	(2)	2	-
26	23	3	13,0%	Africa, Asia e Oceania	55	40	15	37,5%
(17)	(6)	(11)	-	Altro	(19)	(14)	(5)	-35,7%
608	1.144	(536)	-46,9%	Totale	1.335	2.198	(863)	-39,3%

La riduzione del **marginale operativo lordo ordinario** del primo semestre 2022 è sostanzialmente riferibile agli effetti della scarsa idraulicità in Italia, Spagna e Cile che ha causato una forte riduzione della produzione da fonte idroelettrica oltre che maggiori costi di approvvigionamento sul mercato spot dell'energia elettrica per far fronte alla domanda contrattualizzata.

Tali effetti sono stati in parte compensati in Cile, Spagna e

Brasile dalla maggior produzione eolica e solare a seguito dei nuovi impianti entrati in funzione.

Il **marginale operativo lordo** pari a 1.332 milioni di euro (2.178 milioni di euro nel primo semestre 2021) include i costi sostenuti a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (3 milioni di euro).



Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
(270)	263	(533)	-	Italia	(523)	525	(1.048)	-
49	47	2	4,3%	Iberia	129	150	(21)	-14,0%
348	348	-	-	America Latina	757	690	67	9,7%
5	6	(1)	-16,7%	- di cui Argentina	9	9	-	-
99	69	30	43,5%	- di cui Brasile	179	107	72	67,3%
14	88	(74)	-84,1%	- di cui Cile	121	207	(86)	-41,5%
162	130	32	24,6%	- di cui Colombia	322	260	62	23,8%
41	21	20	95,2%	- di cui Perù	83	49	34	69,4%
18	29	(11)	-37,9%	- di cui Panama	30	56	(26)	-46,4%
9	5	4	80,0%	- di cui altri Paesi	13	2	11	-
68	159	(91)	-57,2%	Nord America	136	170	(34)	-20,0%
62	152	(90)	-59,2%	- di cui Stati Uniti e Canada	109	153	(44)	-28,8%
6	7	(1)	-14,3%	- di cui Messico	27	17	10	58,8%
43	15	28	-	Europa	110	45	65	-
20	9	11	-	- di cui Romania	72	26	46	-
10	(1)	11	-	- di cui Russia	12	(5)	17	-
13	9	4	44,4%	- di cui Grecia	26	26	-	-
-	(2)	2	-	- di cui altri Paesi	-	(2)	2	-
4	7	(3)	-42,9%	Africa, Asia e Oceania	14	13	1	7,7%
(23)	(10)	(13)	-	Altro	(31)	(20)	(11)	-55,0%
219	829	(610)	-73,6%	Totale	592	1.573	(981)	-62,4%

Il decremento del **risultato operativo ordinario** risente dei fenomeni illustrati nel margine operativo lordo ordinario; rispetto al medesimo periodo dello scorso anno si registrano maggiori ammortamenti e impairment per 118 milioni di euro per effetto dei nuovi impianti entrati in funzione nel periodo.

La riduzione del **risultato operativo**, pari a 807 milioni di euro, rispetto al primo semestre 2021 risente dei fenomeni citati nel margine operativo lordo e nel risultato operativo ordinario, nonché dell'impairment, rilevato nel primo semestre 2021, delle attività associate all'impianto PH Chucas in Costa Rica per riflettere il deterioramento della redditività futura di tale impianto (165 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro		1° semestre		
		2022	2021	Variazioni
Italia		392	160	232
Iberia		289	206	83
America Latina		727	678	49
Nord America		1.056	669	387
Europa		25	98	(73)
Africa, Asia e Oceania		59	77	(18)
Altro		9	9	-
Totale		2.557⁽¹⁾	1.897⁽²⁾	660
				34,8%

(1) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del primo semestre 2022 registrano un incremento di 660 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile essenzialmente a:

- maggiori investimenti in Nord America per 387 milioni

di euro registrati soprattutto in impianti eolici e solari;

- maggiori investimenti in Italia per 232 milioni di euro prevalentemente in impianti solari e fotovoltaici;
- maggiori investimenti in Iberia per 83 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici e solari;

- maggiori investimenti in America Latina per 49 milioni di euro prevalentemente in Cile, Perù e Colombia, in parte compensati dai minori investimenti in Brasile;
- minori investimenti in impianti eolici in Europa;
- minori investimenti in Africa, Asia e Oceania per 18 milioni di euro riferiti principalmente ai minori investimenti in impianti eolici in India, in parte compensati dai maggiori investimenti in Australia.





Infrastrutture e Reti



Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	252.747	249.447	3.300	1,3%
- di cui Italia ⁽¹⁾	110.343	110.020	323	0,3%
- di cui Iberia ⁽¹⁾	66.078	64.333	1.745	2,7%
- di cui America Latina	68.511	67.265	1.246	1,9%
- di cui Europa	7.815	7.829	(14)	-0,2%
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	45.315.900	44.688.896	627.004	1,4%

(1) Il dato del 2021 ha subito una rideterminazione.

Nel corso del primo semestre 2022 si riscontra un incremento dell'energia trasportata sulla rete (+1,3%) da ricondurre principalmente:

- all'Iberia (2,7%) dove l'incremento è dovuto essenzialmente all'aumento dell'energia trasportata da Edistri-

bución Redes Digitales SL per effetto della maggiore domanda;

- all'America Latina (+1,9%) per l'incremento dei volumi vettoriati principalmente in Cile, Colombia e Argentina.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
SAIFI (n. medio)				
Italia	1,8	1,8	-	-
Iberia	1,3	1,4	(0,1)	-7,1%
Argentina	4,9	4,9	-	-
Brasile	4,6	4,8	(0,2)	-4,2%
Cile	1,5	1,5	-	-
Colombia	4,5	5,2	(0,7)	-13,5%
Perù	2,1	2,3	(0,2)	-8,7%
Romania	2,8	2,9	(0,1)	-3,4%

Durata media di interruzioni per cliente

	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
SAIDI (minuti medi)				
Italia	43,2	42,9	0,3	0,7%
Iberia	65,5	70,0	(4,5)	-6,4%
Argentina	876,3	797,3	79,0	9,9%
Brasile	601,5	607,9	(6,4)	-1,1%
Cile	151,5	152,3	(0,8)	-0,5%
Colombia	370,0	401,4	(31,4)	-7,8%
Perù	417,8	413,9	3,9	0,9%
Romania	96,8	109,7	(12,9)	-11,8%

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio registra un miglioramento nella maggior parte delle 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 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Perdite di rete (% media)				
Italia	4,7	4,7	-	-
Iberia	7,1	7,1	-	-
Argentina	18,3	18,0	0,3	1,7%
Brasile	13,4	13,1	0,3	2,3%
Cile	5,3	5,2	0,1	1,9%
Colombia	7,4	7,5	(0,1)	-1,3%
Perù	8,7	8,5	0,2	2,4%
Romania	8,4	8,7	(0,3)	-3,4%

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
5.388	4.880	508	10,4%	Ricavi ⁽¹⁾	10.444	9.536	908	9,5%
1.907	1.479	428	28,9%	Margine operativo lordo ⁽¹⁾	3.632	3.213	419	13,0%
1.919	1.791	128	7,1%	Margine operativo lordo ordinario ⁽¹⁾	3.650	3.564	86	2,4%
1.127	835	292	35,0%	Risultato operativo ⁽¹⁾	2.140	1.914	226	11,8%
1.154	1.148	6	0,5%	Risultato operativo ordinario ⁽¹⁾	2.173	2.271	(98)	-4,3%
				Investimenti	2.390	2.193	197	9,0%

- (1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2022.

Ricavi

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
1.745	1.805	(60)	-3,3%	Italia	3.431	3.551	(120)	-3,4%
607	621	(14)	-2,3%	Iberia	1.177	1.233	(56)	-4,5%
2.897	2.353	544	23,1%	America Latina	5.559	4.540	1.019	22,4%
227	156	71	45,5%	- di cui Argentina	394	288	106	36,8%
1.885	1.557	328	21,1%	- di cui Brasile ⁽¹⁾	3.680	2.999	681	22,7%
371	320	51	15,9%	- di cui Cile	694	607	87	14,3%
201	153	48	31,4%	- di cui Colombia	375	306	69	22,5%
213	167	46	27,5%	- di cui Perù	416	340	76	22,4%
123	92	31	33,7%	Europa	237	196	41	20,9%
127	112	15	13,4%	Altro	261	194	67	34,5%
(111)	(103)	(8)	-7,8%	Elisioni e rettifiche	(221)	(178)	(43)	-24,2%
5.388	4.880	508	10,4%	Totale⁽¹⁾	10.444	9.536	908	9,5%

- (1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

L'incremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente agli adeguamenti tariffari correlati alla crescita dell'inflazione e all'effetto positivo dei tassi di cambio nei Paesi dell'America

Latina, in particolare in Brasile. Tali effetti sono stati parzialmente mitigati da taluni fenomeni tariffari negativi in Italia e Spagna.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre					1° semestre			
2022	2021	Variazioni		Milioni di euro	2022	2021	Variazioni	
911	909	2	0,2%		1.752	1.805	(53)	-2,9%
427	457	(30)	-6,6%	Italia	838	909	(71)	-7,8%
541	394	147	37,3%	Iberia	1.093	796	297	37,3%
(31)	(4)	(27)	-	America Latina	(38)	(4)	(34)	-
334	230	104	45,2%	- di cui Argentina	683	464	219	47,2%
46	32	14	43,8%	- di cui Brasile ⁽¹⁾	97	65	32	49,2%
138	96	42	43,8%	- di cui Cile	248	189	59	31,2%
54	40	14	35,0%	- di cui Colombia	103	82	21	25,6%
23	36	(13)	-36,1%	- di cui Perù	(50)	60	(110)	-
17	(5)	22	-	Europa	17	(6)	23	-
1.919	1.791	128	7,1%	Altro	3.650	3.564	86	2,4%
				Totale ⁽¹⁾				

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** è sostanzialmente riconducibile a quanto già commentato per i ricavi. In particolare, la variazione positiva, rilevata in America Latina per taluni adeguamenti tariffari e l'oscillazione dei cambi, è stata parzialmente compensata dalla mancata indicizzazione e revisione delle tariffe necessarie per mitigare gli impatti sui clienti del rialzo dei prezzi delle commodity, in particolare in Italia e Romania.

Il **margine operativo lordo** pari a 3.632 milioni di euro (3.213 milioni di euro nel primo semestre 2021) risente di quanto commentato per il margine operativo lordo ordinario e delle seguenti partite non ricorrenti:

- oneri per transizione energetica e digitalizzazione in Spagna e Italia (10 milioni di euro);
- costi sostenuti principalmente in Italia a seguito della pandemia COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni (8 milioni di euro).



Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
557	622	(65)	-10,5%	Italia	1.086	1.231	(145)	-11,8%
238	276	(38)	-13,8%	Iberia	450	538	(88)	-16,4%
340	239	101	42,3%	America Latina	714	488	226	46,3%
(40)	(10)	(30)	-	- di cui Argentina	(54)	(15)	(39)	-
201	130	71	54,6%	- di cui Brasile ⁽¹⁾	434	263	171	65,0%
30	19	11	57,9%	- di cui Cile	65	41	24	58,5%
112	75	37	49,3%	- di cui Colombia	199	146	53	36,3%
37	25	12	48,0%	- di cui Perù	70	53	17	32,1%
2	15	(13)	-86,7%	Europa	(92)	19	(111)	-
17	(4)	21	-	Altro	15	(5)	20	-
1.154	1.148	6	0,5%	Totale⁽¹⁾	2.173	2.271	(98)	-4,3%

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

La diminuzione del **risultato operativo ordinario** inclusivo di ammortamenti e impairment pari a 1.477 milioni di euro (1.294 milioni di euro nel primo semestre 2021) risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario.

Il **risultato operativo** pari a 2.140 milioni di euro (1.914 milioni di euro nel primo semestre 2021) risente di quanto già commentato nel risultato operativo ordinario.

Investimenti

Milioni di euro		1° semestre		
		2022	2021	Variazioni
Italia		1.104	1.088	16
Iberia		359	345	14
America Latina		816	674	142
Europa		52	85	(33)
Altro		59	1	58
Totale		2.390	2.193	197

Gli **investimenti** nei due periodi messi a confronto registrano un incremento di 197 milioni di euro. Tale aumento è riconducibile all'America Latina, e in parti-

colar modo al Brasile, per l'incremento degli investimenti relativi alle linee di distribuzione e alle substazioni e alle attività di manutenzione.





Mercati finali



Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Mercato libero	95.920	84.807	11.113	13,1%
Mercato regolato	61.619	67.288	(5.669)	-8,4%
Totale	157.539	152.095	5.444	3,6%
- di cui Italia	47.712	45.452	2.260	5,0%
- di cui Iberia	38.485	39.420	(935)	-2,4%
- di cui America Latina	66.392	62.897	3.495	5,6%
- di cui Europa	4.950	4.326	624	14,4%

L'andamento positivo dell'energia venduta nel primo semestre 2022 riflette le maggiori quantità vendute nel mercato libero prevalentemente nel segmento dei clienti Business

to Business (B2B). Nel mercato regolato la diminuzione è dovuta principalmente al minore numero di clienti rispetto al corrispondente periodo del 2021.

Vendite di gas naturale

Milioni di m ³	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Business to Consumer ⁽¹⁾	2.465	2.123	342	16,1%
Business to Business ⁽¹⁾	3.636	3.310	326	9,8%
Totale	6.101	5.433	668	12,3%
- di cui Italia	2.871	2.486	385	15,5%
- di cui Iberia	2.904	2.784	120	4,3%
- di cui America Latina	156	82	74	90,2%
- di cui Europa	170	81	89	-

(1) I dati del 2021 tengono conto di una più puntuale determinazione dei volumi venduti.

La variazione positiva del gas venduto nei primi sei mesi del 2022 è riferibile principalmente al maggior numero

di clienti rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.



Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
14.269	7.126	7.143	-	Ricavi	30.269	15.382	14.887	96,8%
130	663	(533)	-80,4%	Margine operativo lordo	250	1.571	(1.321)	-84,1%
129	733	(604)	-82,4%	Margine operativo lordo ordinario	253	1.645	(1.392)	-84,6%
(261)	361	(622)	-	Risultato operativo	(516)	984	(1.500)	-
(261)	431	(692)	-	Risultato operativo ordinario	(510)	1.058	(1.568)	-
				Investimenti	392	262	130	49,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2022.

Ricavi

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
6.800	3.731	3.069	82,3%	Italia	15.411	8.020	7.391	92,2%
6.461	2.789	3.672	-	Iberia	12.861	6.143	6.718	-
431	331	100	30,2%	America Latina	842	637	205	32,2%
127	75	52	69,3%	- di cui Brasile	241	135	106	78,5%
30	28	2	7,1%	- di cui Cile	57	45	12	26,7%
211	181	30	16,6%	- di cui Colombia	422	360	62	17,2%
63	47	16	34,0%	- di cui Perù	122	97	25	25,8%
(2)	5	(7)	-	Nord America	1	5	(4)	-80,0%
570	270	300	-	Europa	1.145	577	568	98,4%
8	-	8	-	Altro	8	-	8	-
1	-	1	-	Elisioni e rettifiche	1	-	1	-
14.269	7.126	7.143	-	Totale	30.269	15.382	14.887	96,8%

I **ricavi** del primo semestre 2022 registrano un incremento del 96,8%, prevalentemente per maggiori proventi da "vendite di energia elettrica" (10.461 milioni di euro) e "ven-

dite di gas" (3.958 milioni di euro) a seguito delle maggiori quantità vendute associate a un andamento di prezzi medi crescenti.

Margine operativo lordo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
(4)	519	(523)	-	Italia	313	1.234	(921)	-74,6%
(17)	133	(150)	-	Iberia	(174)	250	(424)	-
124	56	68	-	America Latina	226	111	115	-
3	1	2	-	- di cui Argentina	6	3	3	-
65	26	39	-	- di cui Brasile	124	51	73	-
18	11	7	63,6%	- di cui Cile	35	20	15	75,0%
31	12	19	-	- di cui Colombia	49	25	24	96,0%
7	6	1	16,7%	- di cui Perù	12	12	-	-
(2)	5	(7)	-	Nord America	1	5	(4)	-80,0%
23	20	3	15,0%	Europa	(115)	45	(160)	-
5	-	5	-	Altro	2	-	2	-
129	733	(604)	-82,4%	Totale	253	1.645	(1.392)	-84,6%

Il **marginale operativo lordo ordinario** del primo semestre 2022 si riduce di 1.392 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2021 (-84,6%) principalmente a seguito del minor margine sul mercato libero in Italia, Spagna e Romania. In particolare, le maggiori quantità vendute rispetto a quanto previsto nelle strategie di copertura delle commodity hanno richiesto un approvvigionamento di energia nei mercati spot in un regime di prezzi medi crescenti.

Il **marginale operativo lordo** risulta pari a 250 milioni di euro (1.571 milioni di euro nel primo semestre 2021) e, oltre a

risentire degli effetti commentati per il margine operativo lordo ordinario, include anche le partite non ricorrenti relative agli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (2 milioni di euro nel primo semestre 2022, a fronte di 73 milioni di euro nel primo semestre 2021) 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 primo semestre 2022, in linea con il primo semestre 2021).

Risultato operativo ordinario

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
(245)	310	(555)	-	Italia	(159)	849	(1.008)	-
(84)	103	(187)	-	Iberia	(285)	156	(441)	-
47	(2)	49	-	America Latina	59	9	50	-
-	(3)	3	-	- di cui Argentina	(3)	(5)	2	40,0%
8	(18)	26	-	- di cui Brasile	(4)	(21)	17	81,0%
10	5	5	-	- di cui Cile	22	8	14	-
24	9	15	-	- di cui Colombia	37	18	19	-
5	5	-	-	- di cui Perù	7	9	(2)	-22,2%
(2)	4	(6)	-	Nord America	-	4	(4)	-
18	16	2	12,5%	Europa	(127)	40	(167)	-
5	-	5	-	Altro	2	-	2	-
(261)	431	(692)	-	Totale	(510)	1.058	(1.568)	-

Il **risultato operativo ordinario**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 763 milioni di euro (587 milioni di euro nel primo semestre 2021), risente degli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario e dei maggiori ammortamenti e perdite di valore prevalentemente riferibili alle svalutazioni dei crediti commerciali effettuate soprattutto in Italia e in Brasile e connesse essenzialmente all'andamento dei ricavi nei due periodi a confronto.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2022, negativo per 516 milioni di euro (positivo per 984 milioni di euro nel primo semestre 2021), risente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e perdite di valore principalmente in Italia e in Brasile già commentati nel risultato operativo ordinario.

Investimenti

Milioni di euro		1° semestre		
		2022	2021	Variazioni
Italia		259	187	72 38,5%
Iberia		129	67	62 92,5%
Europa		4	8	(4) -50,0%
Totale		392	262	130 49,6%

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile alle migliori performance delle attività commerciali a seguito delle maggiori acquisizioni e attivazioni in Italia e in Spagna.

Enel X



Dati operativi

	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Demand response (MW)	7.932	7.376	556	7,5%
Punti luce (migliaia di unità)	2.808	2.858	(50)	-1,7%
Storage (MW)	629	375 ⁽¹⁾	254	67,7%

(1) Al 31 dicembre 2021.

Si evidenzia come il Gruppo nel corso del primo semestre 2022 abbia ulteriormente aumentato le attività di demand response principalmente in Nord America (+360 MW) e in Giappone (+191 MW).

L'incremento dello storage è dovuto essenzialmente all'installazione di nuove batterie negli impianti rinnovabili in Nord America.

Risultati economici⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
533	330	203	61,5%	Ricavi	1.209	613	596	97,2%
84	76	8	10,5%	Margine operativo lordo	405	134	271	-
84	83	1	1,2%	Margine operativo lordo ordinario	406	141	265	-
16	29	(13)	-44,8%	Risultato operativo	296	51	245	-
16	36	(20)	-55,6%	Risultato operativo ordinario	297	58	239	-
				Investimenti	144 ⁽²⁾	107	37	34,6%

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2022.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
203	119	84	70,6%	Italia	339	209	130	62,2%
68	63	5	7,9%	Iberia	155	122	33	27,0%
140	53	87	-	America Latina	211	96	115	-
5	4	1	25,0%	- di cui Argentina	8	6	2	33,3%
3	5	(2)	-40,0%	- di cui Brasile	13	8	5	62,5%
15	12	3	25,0%	- di cui Cile	23	22	1	4,5%
102	21	81	-	- di cui Colombia	140	37	103	-
15	11	4	36,4%	- di cui Perù	27	23	4	17,4%
70	60	10	16,7%	Nord America	159	107	52	48,6%
26	15	11	73,3%	Europa	53	36	17	47,2%
13	14	(1)	-7,1%	Africa, Asia e Oceania	30	26	4	15,4%
54	36	18	50,0%	Altro	327	70	257	-
(41)	(30)	(11)	-36,7%	Elisioni e rettifiche	(65)	(53)	(12)	-22,6%
533	330	203	61,5%	Totale	1.209	613	596	97,2%

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".



I **ricavi** del primo semestre 2022 registrano un incremento di 596 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2021, inclusivo della rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro).

Tale variazione risente inoltre dei maggiori ricavi:

- in Italia, per i risultati positivi dell'iniziativa commerciale

di riqualificazione energetica e sismica Vivi Meglio Unifamiliare e dei business, prevalentemente demand response ed e-City;

- in Spagna, prevalentemente nel business e-Home;
- in Colombia, per le attività legate al progetto e-Bus;
- in Nord America, per la crescita nell'attività di demand response.

Margine operativo lordo ordinario⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
33	33	-	-	Italia	53	60	(7)	-11,7%
13	12	1	8,3%	Iberia	41	27	14	51,9%
35	16	19	-	America Latina	58	30	28	93,3%
2	2	-	-	- di cui Argentina	3	3	-	-
(2)	(1)	(1)	-	- di cui Brasile	(1)	(1)	-	-
(1)	-	(1)	-	- di cui Cile	(2)	(2)	-	-
29	11	18	-	- di cui Colombia	46	21	25	-
7	4	3	75,0%	- di cui Perù	12	9	3	33,3%
6	14	(8)	-57,1%	Nord America	22	16	6	37,5%
5	4	1	25,0%	Europa	18	7	11	-
(11)	-	(11)	-	Africa, Asia e Oceania	(11)	(1)	(10)	-
3	4	(1)	-25,0%	Altro	225	2	223	-
84	83	1	1,2%	Totale	406	141	265	-

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **marginale operativo lordo ordinario** si incrementa di 265 milioni di euro essenzialmente per effetto del citato provenimento derivante dalla cessione della partecipazione in Ufinet.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 405 milioni di euro con un incremento di 271 milioni di euro; la differenza nel

primo semestre 2022 rispetto al margine operativo lordo ordinario, pari a 1 milione di euro, è relativa agli oneri accantonati a fronte dei piani di ristrutturazione per transizione energetica e digitalizzazione (7 milioni di euro nel primo semestre 2021).

Risultato operativo ordinario⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
12	19	(7)	-36,8%	Italia	20	37	(17)	-45,9%
(2)	(5)	3	60,0%	Iberia	16	9	7	77,8%
28	12	16	-	America Latina	46	21	25	-
2	1	1	-	- di cui Argentina	3	2	1	50,0%
(4)	(1)	(3)	-	- di cui Brasile	(1)	(2)	1	50,0%
(1)	-	(1)	-	- di cui Cile	(3)	(2)	(1)	-50,0%
26	8	18	-	- di cui Colombia	39	16	23	-
5	4	1	25,0%	- di cui Perù	8	7	1	14,3%
(10)	6	(16)	-	Nord America	(3)	(1)	(2)	-
4	3	1	33,3%	Europa	16	5	11	-
(12)	(1)	(11)	-	Africa, Asia e Oceania	(13)	(3)	(10)	-
(4)	2	(6)	-	Altro	215	(10)	225	-
16	36	(20)	-55,6%	Totale	297	58	239	-

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".

Il **risultato operativo ordinario**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 109 milioni di euro (83 milioni di euro nei primi sei mesi del 2021), è sostanzialmente riconducibile a quanto già commentato per il margine operativo lordo ordinario del periodo, ai maggiori ammortamenti rilevati in Italia e in Nord America e alle maggiori svalutazioni di crediti commerciali effettuate soprattutto in Spagna.

Il **risultato operativo** del 2022 pari a 296 milioni di euro (51 milioni di euro nel 2021) risente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e impairment per 26 milioni di euro prevalentemente in Italia, in Nord America e in Spagna.

Investimenti⁽¹⁾

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Italia	42	29	13	44,8%
Iberia	21	15	6	40,0%
America Latina	29	14	15	-
Nord America	21	20	1	5,0%
Europa	2	1	1	-
Africa, Asia e Oceania	3	1	2	-
Altro	26 ⁽²⁾	27	(1)	-3,7%
Totale	144⁽²⁾	107	37	34,6%

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette della nuova Linea di Business e-Mobility inclusa nel settore "Holding, Servizi e Altro".

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

Gli **investimenti** crescono prevalentemente in Italia nei business e-City (+9 milioni di euro) e Vivi Meglio Unifamiliare (+5 milioni di euro), in Iberia nel business e-Home a seguito dei maggiori volumi di vendite realizzati rispetto al primo semestre 2021, e in America Latina dove le crescite di maggior rilievo si registrano in Perù (+6 milioni di euro), nel business e-City, e in Colombia (+5 milioni di euro), nell'e-Ci-

ty e nella distributed energy, incremento, quest'ultimo, dovuto all'avvio di nuovi progetti fotovoltaici. In crescita, seppur in misura più ridotta, anche gli investimenti nel demand response in Nord America, nel battery energy storage in Australia e nel business e-Home in Romania, quest'ultimo a seguito dei maggiori volumi di attività rispetto al primo semestre 2021.



Holding, Servizi e Altro



Risultati economici⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
577	521	56	10,7%	Ricavi ⁽²⁾	1.049	979	70	7,2%
(38)	(122)	84	68,9%	Margine operativo lordo	(79)	(168)	89	53,0%
(35)	(33)	(2)	-6,1%	Margine operativo lordo ordinario	(68)	(73)	5	6,8%
(117)	(183)	66	36,1%	Risultato operativo	(226)	(286)	60	21,0%
(114)	(94)	(20)	-21,3%	Risultato operativo ordinario	(215)	(191)	(24)	-12,6%
				Investimenti	82	92	(10)	-10,9%

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility dalla Linea di Business Enel X.

(2) Per una migliore rappresentazione sono state attribuite al settore Holding alcune elisioni interne in precedenza riportate nelle Elisioni e rettifiche intersettoriali per un importo pari a 54 milioni di euro nel primo semestre 2021 e 29 milioni di euro nel secondo trimestre 2021.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Area Geografica nel primo semestre 2022.

Ricavi⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
226	194	32	16,5%	Italia	404	374	30	8,0%
124	119	5	4,2%	Iberia	224	205	19	9,3%
1	6	(5)	-83,3%	America Latina	6	13	(7)	-53,8%
20	12	8	66,7%	Nord America	30	22	8	36,4%
5	7	(2)	-28,6%	Europa	12	13	(1)	-7,7%
266	247	19	7,7%	Altro ⁽²⁾	482	460	22	4,8%
(65)	(64)	(1)	-1,6%	Elisioni e rettifiche	(109)	(108)	(1)	-0,9%
577	521	56	10,7%	Totale	1.049	979	70	7,2%

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility dalla Linea di Business Enel X.

(2) Per una migliore rappresentazione sono state attribuite al settore Holding alcune elisioni interne in precedenza riportate nelle Elisioni e rettifiche intersettoriali per un importo pari a 54 milioni di euro nel primo semestre 2021 e 29 milioni di euro nel secondo trimestre 2021.

L'incremento dei **ricavi** del primo semestre 2022 è riferito principalmente ai servizi prestati alle altre società del Gruppo, prevalentemente in Italia e Iberia.

Margine operativo lordo ordinario⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
34	20	14	70,0%	Italia	56	36	20	55,6%
8	4	4	-	Iberia	6	-	6	-
(28)	(18)	(10)	-55,6%	America Latina	(45)	(36)	(9)	-25,0%
(1)	(1)	-	-	- di cui Argentina	(2)	(2)	-	-
(7)	(2)	(5)	-	- di cui Brasile	(11)	(9)	(2)	-22,2%
(20)	(15)	(5)	-33,3%	- di cui Cile	(32)	(25)	(7)	-28,0%
(5)	(7)	2	28,6%	Nord America	(12)	(12)	-	-
-	1	(1)	-	Europa	(1)	1	(2)	-
-	(1)	1	-	Africa, Asia e Oceania	(1)	(1)	-	-
(44)	(32)	(12)	-37,5%	Altro	(71)	(61)	(10)	-16,4%
(35)	(33)	(2)	-6,1%	Totale	(68)	(73)	5	6,8%

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility dalla Linea di Business Enel X.



Il **marginale operativo lordo ordinario** dei primi sei mesi del 2022 è sostanzialmente in linea con quello del primo semestre 2021.

Il **marginale operativo lordo** aumenta di 89 milioni di euro soprattutto per effetto delle minori partite non ordinarie relative agli oneri per transizione energetica e digitalizza-

zione, 8 milioni di euro nel primo semestre 2022 rispetto ai 94 milioni di euro rilevati nel 2021. I costi sostenuti nel primo semestre 2022 per la pandemia da COVID-19 per sanificazioni di ambienti di lavoro, dispositivi di protezione individuale e donazioni sono stati pari a 3 milioni di euro a fronte di 1 milione di euro nell'analogo periodo del 2021.

Risultato operativo ordinario⁽¹⁾

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2022	2021	Variazioni			2022	2021	Variazioni	
14	1	13	-	Italia	18	(2)	20	
(8)	(12)	4	33,3%	Iberia	(22)	(29)	7	24,1%
(28)	(18)	(10)	-55,6%	America Latina	(47)	(36)	(11)	-30,6%
(1)	-	(1)	-	- di cui Argentina	(2)	(1)	(1)	-
(6)	(2)	(4)	-	- di cui Brasile	(11)	(9)	(2)	-22,2%
(20)	(17)	(3)	-17,6%	- di cui Cile	(33)	(26)	(7)	-26,9%
(1)	1	(2)	-	- di cui Colombia	(1)	-	(1)	-
(7)	(10)	3	30,0%	Nord America	(19)	(15)	(4)	-26,7%
(1)	1	(2)	-	Europa	(2)	1	(3)	-
-	(1)	1	-	Africa, Asia e Oceania	(1)	(1)	-	-
(84)	(55)	(29)	-52,7%	Altro	(142)	(109)	(33)	-30,3%
(114)	(94)	(20)	-21,3%	Totale	(215)	(191)	(24)	-12,6%

(1) I valori relativi al 2021 e al primo trimestre 2022 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility dalla Linea di Business Enel X.

Il **risultato operativo ordinario** dei primi sei mesi del 2022 risente principalmente dei maggiori ammortamenti del periodo.

Il **risultato operativo** accoglie le variazioni commentate nel margine operativo lordo cui si aggiungono gli effetti dei maggiori ammortamenti rilevati nel primo semestre 2022.

Investimenti⁽¹⁾

Milioni di euro		1° semestre		
		2022	2021	Variazioni
Italia		23	29	(6) -20,7%
Iberia		15	9	6 66,7%
America Latina		-	4	(4) -
Nord America		4	2	2 -
Europa		-	1	(1) -
Altro		40	47	(7) -14,9%
Totale		82	92	(10) -10,9%

(1) I valori relativi al 2021 sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility dalla Linea di Business Enel X.

Il decremento degli **investimenti** dei primi sei mesi del 2022 è da attribuire prevalentemente ai minori investimenti sugli immobili.

Innovazione e digitalizzazione

L'innovazione costituisce uno degli elementi chiave della strategia di Enel, per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa e consentendo nuovi usi dell'energia, nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a più persone possibile.

Enel opera attraverso il modello Open Innovability®, un ecosistema basato sulla condivisione che permette di connettere le aree dell'azienda con tutti gli innovatori, siano essi startup, partner industriali, piccole e medie imprese, centri di ricerca o università, attraverso touchpoint dedicati quali la piattaforma di crowdsourcing openinnovability.com, la rete di Innovation Hub e il team che segue le partnership industriali.

A oggi sono attivi oltre 40 accordi di partnership d'innovazione con grandi aziende, di cui 10 di rilevanza di Gruppo. In particolare, le aree tematiche su cui insistono queste ultime e che vedono il coinvolgimento di più Linee di Business, vanno dalla IoT alla cyber security, dalla sensoristica per impianti e reti intelligenti alla digital innovation, dalla circular economy alla sostenibilità, fino alla discussione di possibili uses cases di business fortemente innovativi e abilitati dalle tecnologie del Metaverso. Enel, inoltre, sta proseguendo con le partnership del settore della "Space Economy", collaborando con alcuni dei leader di mercato, tra cui Thales Alenia Space, punto di riferimento nella realizzazione di tecnologia spaziale e partner per la realizzazione di servizi spaziali innovativi per la NASA, in particolare con tecnologia satellitare. Inoltre, Enel, insieme alla European Space Agency (ESA), promuove lo sviluppo di applicazioni del settore spaziale a sostegno della sicurezza delle reti di distribuzione, della sostenibilità economica e ambientale e delle circular city.

La rete globale di Innovation Hub e Lab supporta la strategia di innovazione del Gruppo facendo leva sul modello ormai consolidato di collaborazione con le startup e le PMI. Queste ultime propongono soluzioni innovative e nuovi modelli di business ed Enel mette a disposizione le proprie competenze, le strutture per il collaudo e una rete globale di partner per supportarne lo sviluppo e lo scale-up. Gli Hub sono situati negli ecosistemi di innovazione più rilevanti per il Gruppo (Catania, Pisa, Milano, Silicon Valley, Boston, Rio de Janeiro, Madrid, Santiago del Cile, Tel Aviv), gestiscono relazioni con tutti gli attori coinvolti nelle attività di innovazione e costituiscono la principale fonte di scouting di startup e PMI innovative. I Lab (tra i quali quelli di Milano, Pisa, Catania, San Paolo e Be'er Sheva sono i più rappresentativi) consentono alle startup di sviluppare e testare le proprie soluzioni insieme alle Linee di Business. Nel corso del 2022, grazie al posizionamento stabile del Gruppo negli ecosistemi innovativi e all'utilizzo intenso della rete degli Hub e Lab, sono state lanciate più di 40 inizia-

tive di scouting su diverse aree tecnologiche. Questo ha permesso a Enel di incontrare più di 1.000 startup e di lanciare più di 30 nuove collaborazioni.

La community di 500.000 solver anche nel primo semestre 2022 ha consentito una presenza del crowdsourcing di Enel a livello globale con circa 20 challenge di innovazione e sostenibilità (comprese le challenge hosted di terze parti) lanciate su openinnovability.com. Nel primo semestre 2022 Enel ha raggiunto un totale di circa 200 challenge lanciate dalla nascita della piattaforma e circa 700.000 euro di premi monetari corrisposti ai vincitori. Le challenge sono state diffuse grazie a ulteriori attività di cross-posting e campagne promozionali, per esempio sulla piattaforma innovitalia.esteri.it del Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale e tramite canali specializzati come Focus.it, Wired.com e Rinnovabili.it. In ottica Open Innovation, inoltre, la piattaforma di crowdsourcing è ancora aperta alla pubblicazione di challenge da parte di aziende esterne che cercano soluzioni innovative e sostenibili a problemi non ancora risolti.

Sempre maggiore rilevanza assumono le attività per la promozione e sviluppo della cultura dell'innovazione e dell'imprenditorialità all'interno dell'azienda, attraverso molteplici iniziative quali per esempio la formazione dei colleghi con i corsi della Innovation Academy (molti dei quali gestiti con docenza interna), il progetto degli Innovation Ambassadors, persone appassionate di innovazione e creatività che dedicano in maniera volontaria una parte del loro tempo lavorativo ad attività di supporto nella risoluzione di sfide aziendali con un approccio co-creativo e innovativo, e infine il progetto di 'intraprenditorialità' "Make it Happen!", contest aziendale in cui i dipendenti possono proporre progetti di business innovativi o di efficientamento dei processi direttamente ai top manager dell'azienda.

Nel primo semestre 2022 proseguono le attività delle community di innovazione, gruppi di lavoro trasversali nati per affrontare in modo innovativo le questioni più rilevanti per il business e le nuove tecnologie al fine di creare valore per il Gruppo.

In particolare, le community svolgono sia un ruolo esplorativo e di ricerca, come è il caso della community Quantum Computing, che sta affrontando uno studio di tale tecnologia e dei suoi ambiti più rilevanti per il nostro business tramite condivisione interna e approfondimento con soggetti esterni, sia un importante compito nella condivisione dei progetti e delle soluzioni trovate, per permettere a queste ultime di scalare e avere un impatto sempre maggiore sulle attività del Gruppo. È il caso della community



Droni che sta affrontando la valutazione di una piattaforma di gestione droni che possa permettere le azioni a oggi necessarie per gestire in piena sicurezza e controllo tutte le attività di volo. Particolare successo ha avuto poi la nascita della community sul Metaverso, evoluzione e rinnovamento della community dedicata alle tecnologie di realtà aumentata e virtuale, nata per studiare ad approfondire questo

tema che è diventato di crescente interesse e con diverse possibili applicazioni per Enel.

Nell'ambito delle attività di innovazione, nel primo semestre 2022 sono stati lanciati 97 Proof of Concept per testare soluzioni innovative, mentre 41 soluzioni innovative sono in fase di scale-up.

Intellectual property: leva di creazione di valore

In linea con il modello dell'Open Innovability®, Enel ha completato, nel dicembre 2021, l'inquadramento dei processi di gestione della generazione e dello sfruttamento dei diritti di proprietà intellettuale all'interno della policy Intellectual Property Management, nativamente coerente con lo standard ISO 56005:2021. Tale policy – assieme a quella per la gestione dei trade secret – è stata accompagnata da una intensa campagna di sensibilizzazione interna, che ha portato a un considerevole incremento del numero delle invenzioni dei dipendenti proposte nel portale IP aziendale: nell'esercizio 2021 sono state 34 le invenzioni registrate, mentre nei soli primi sei mesi del 2022 il numero delle invenzioni in valutazione è già pari a 42. La nuova ondata di invenzioni potrà contribuire a un ampliamento del portafoglio di proprietà intellettuale del Gruppo Enel, che attualmente include un totale di 914 domande di brevetto corrispondenti a 157 famiglie tecnologiche. Di queste, 758 sono state concesse e 156 sono pendenti. Il portafoglio di Enel comprende anche 22 modelli di utilità e 171 design registrati. Per quanto riguarda i marchi, il Gruppo possiede 1.455 marchi registrati e 596 domande pendenti, per un totale di 2.051 titoli.

Nel corso del semestre l'impegno nella valorizzazione del patrimonio di proprietà intellettuale del Gruppo è proseguito all'interno delle Linee di Business Globali e delle Funzioni di Servizio Globali, come segue:

- Enel Italia SpA, con il supporto di Global Digital Solutions, ha realizzato i Manuali di Accessibilità Digitale, che contengono regole di sviluppo per pagine web e dispositivi mobili allineate alle linee guida internazionali dell'accessibilità digitale (WCAG). Tali Manuali offrono una importante guida in materia di accessibilità digitale e sono stati messi, in ossequio agli obiettivi di innovazione e sostenibilità di Enel, nella piena disponibilità delle altre società del Gruppo e dei fornitori. I Manuali di Accessibilità Digitale sono oggetto di diritto di autore di Enel Italia SpA dal febbraio 2022;
- Enel Green Power and Thermal Generation ha proseguito il suo impegno nello sviluppo di brevetti su soluzioni volte a migliorare l'efficienza produttiva degli impianti e a incrementarne l'automazione nei processi di costruzione e operation, riducendo in tal modo l'impatto ambientale dei processi di generazione. Vanno in questa specifica direzione i brevetti recentemente concessi "Cella solare

e modulo di cella solare" in Italia, "Solar cell apparatus and method for forming the same" in Europa e il filing di nuovi brevetti in campo solare "Método de modelización del grado de ensuciamiento de paneles fotovoltaicos y optimización de limpieza" in Spagna e idroelettrico "Robot per ispezione e/o manutenzione di impianti" in Italia;

- Enel X Global Retail continua a focalizzarsi nella protezione della proprietà intellettuale delle proprie piattaforme strategiche, in particolar modo in termini di copyright tecnologico. In tale ambito le piattaforme interessate sono state: (i) Demand Response, ossia il servizio B2B che consiste nella disponibilità a ridurre o aumentare i propri consumi energetici in risposta ai picchi di domanda o di offerta del mercato elettrico; e (ii) Customer Insights che, grazie ai servizi di Utility Bill Management, Energy Management e Comfort Management, consente di fornire un piano di consumo che supporta i clienti nel ridurre i propri costi energetici;
- Global Infrastructure and Networks è impegnata a raggiungere gli obiettivi di sostenibilità puntando sulla strategia di creazione di piattaforme e sfruttamento di externalità di rete nel mercato dei servizi, nonché sulla automazione della rete e gestione delle utenze. Ne sono un esempio (i) la soluzione Network Digital Twin®, all'interno di Grid Blue Sky, che replica l'intera infrastruttura elettrica nonché i suoi singoli componenti, consentendo la remotizzazione di ispezioni e sopralluoghi e la simulazione del funzionamento della rete, e (ii) la commercializzazione da parte di Gridspertise di prodotti su cui insistono sia brevetti sul metering sia copyright e trade secret per il telecontrollo e automazione delle reti di distribuzione;
- Global e-Mobility continua nella protezione delle soluzioni innovative relative alle stazioni di ricarica elettrica. In particolare, si sta proseguendo l'iter di tutela brevettuale del JuicePole Mini, la cui forma estetica è già protetta in termini di design sia nell'Unione Europea sia in India, Cile, Norvegia, Stati Uniti, Canada e Regno Unito. Riguardo al brevetto sul JuiceAbility, dispositivo che abilita le infrastrutture Enel alla ricarica di sedie a ruote elettriche, nel corso del semestre sono state effettuate estensioni della protezione in Spagna, Romania, Portogallo, Stati Uniti, Canada, Messico, Perù, Cile e Brasile.

Centralità delle persone

Gestione e valorizzazione delle persone di Enel

Al 30 giugno 2022 i dipendenti del Gruppo sono 67.117 (66.279 persone al 31 dicembre 2021). Nelle tabelle di se-

guito riportate si analizza la consistenza dei dipendenti per genere e per Linea di Business.

Consistenza dei dipendenti

		al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Dipendenti per genere:	n.	67.117	66.279	838	1,3%
- di cui uomini	n.	51.529	51.341	188	0,4%
	%	76,8	77,5	-0,7	-0,9%
- di cui donne	n.	15.588	14.938	650	4,4%
	%	23,2	22,5	0,7	3,1%

Consistenza dei dipendenti per Linea di Business

N.

	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Percentuale sul totale al 30.06.2022	Percentuale sul totale al 31.12.2021	Variazione
Generazione Termoelettrica e Trading	7.787	7.847	11,6%	11,8%	(60)
Enel Green Power	9.572	8.989	14,3%	13,5%	583
Infrastrutture e Reti	33.369	33.263	49,7%	50,2%	106
Mercati finali	6.158	6.148	9,2%	9,3%	10
Enel X	2.938	3.352	4,4%	5,1%	(414)
Servizi	5.785	5.734	8,6%	8,7%	51
Holding e Altro	1.508	946	2,2%	1,4%	562
Totale	67.117	66.279	100,0%	100,0%	838

Nel primo semestre 2022 si registra un incremento dell'organico del Gruppo di 838 persone per effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (+725 persone) e della variazione di perimetro (complessivamen-

te pari a +113 persone), nell'ambito della quale si segnala l'acquisizione della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl).

Variazione della consistenza dei dipendenti

Consistenza al 31 dicembre 2021	66.279
Assunzioni	2.902
Cessazioni	(2.177)
Variazioni di perimetro	113
Consistenza al 30 giugno 2022	67.117



Analisi della variazione della consistenza

		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Tasso di ingresso	%	4,3	3,3	1,0	30,3%
Persone in entrata per genere:	n.	2.902	2.206	696	31,6%
- di cui uomini	n.	1.816	1.533	283	18,5%
	%	62,6	69,5	-6,9	-9,9%
- di cui donne	n.	1.086	673	413	61,4%
	%	37,4	30,5	6,9	22,6%
Tasso di turnover	%	3,2	4,6	-1,4	-30,4%
Cessazioni per genere:	n.	2.177	3.023	(846)	-28,0%
- di cui uomini	n.	1.710	2.556	(846)	-33,1%
	%	78,5	84,6	-6,1	-7,2%
- di cui donne	n.	467	467	-	-
	%	21,5	15,4	6,1	39,6%

Formazione e sviluppo e remote working

Nel primo semestre 2022 oltre 37000 persone lavorano sperimentando modalità ibride di rientro in ufficio in tutti i Paesi. La nuova modalità di lavoro ha beneficiato dei numerosi strumenti e servizi di supporto messi a disposizione delle persone, essenziali per lavorare da casa, assicurare la circolazione e condivisione delle informazioni e un'efficace organizzazione delle attività. Il progetto di evoluzione culturale avviato anche con la nascita di Global Cultural Evolution mira all'affermazione e alla disseminazione nel tessuto aziendale di una managerialità 'gentile' delle persone, poste ancor più al centro, reinvestite di senso e consapevoli, capace di fare spazio, di attivare compartecipazione e responsabilità diffusa, di vedere la complessità semplificando, e non riducendo al comando e controllo, riconoscendo le unicità, che sono anche vulnerabilità. È stato a questo proposito avviato un percorso globale di Soft Leadership che vede il coinvolgimento di 500 kindness ambassador, oltre a diversi progetti sperimentali dedicati al teatro d'impresa, con approccio esperienziale.

In quest'ottica, continua a rivestire grande importanza tutta l'attività di upskilling e reskilling, che è racchiusa non soltanto in corsi e percorsi specifici, dei Paesi e/o delle Linee di Business, prevalentemente tecnici e legati al ruolo presente o futuro ricoperto dalle persone, ma anche nella formazione e nell'attenzione all'individuo e alle sue soft skill. Questa apertura di scenario è concreta e possibile poiché l'attenzione alla crescita, allo sviluppo e alla fioritura dei talenti individuali definisce quanto la persona e le sue esigenze siano da sempre al centro dell'approccio Open Power del Gruppo Enel. Valoriz-

zare l'individuo in tutte le fasi della sua vita lavorativa è parte della sensibilità e dell'esperienza del nostro Gruppo, che da 60 anni si impegna per creare valore condiviso nelle comunità in cui opera. Proseguono le iniziative di formazione e sensibilizzazione per accompagnare l'adozione di modalità lavorative completamente digitali e promuovere una cultura del lavoro basata su autonomia, efficacia, delega e fiducia, e attenzione per il benessere delle persone e delle loro famiglie.

La crescente automazione e l'evoluzione tecnologica aprono nuovi scenari per il Gruppo e per le sue persone e determinano la necessità di nuovi profili tecnici e professionali e il contemporaneo superamento di altri.

Enel promuove attività formative per le proprie persone in quanto elemento fondante per garantirne un costante sviluppo. Ha trattato percorsi volti a favorire l'evoluzione del loro talento, la valorizzazione delle passioni e delle attitudini personali e lo sviluppo di nuovi linguaggi. In questo contesto diventano ancora più importanti l'impegno e il contributo dei formatori interni, che contribuiscono all'evoluzione culturale dell'azienda in modo coerente e sostenibile. Per supportare la community dei formatori, il progetto Train the Trainers (TtT) si orienta principalmente al consolidamento della capacità didattica e si pone come obiettivo il coinvolgimento sempre maggiore di Internal Trainers nell'ottica di rafforzare lo scambio di competenze, anche attraverso la condivisione di un modello metodologico comune. Nel primo semestre 2022 sono state erogate oltre 900.000 ore di formazione, in linea con l'anno precedente.

Formazione media per dipendente

		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Numero medio di ore di training	h/pro capite	13,9	14,1	(0,2)	-1,4%

Inclusione e unicità

Enel considera le persone una leva essenziale per creare valore sostenibile di lungo periodo per tutti gli stakeholder: un approccio in cui inclusione, benessere, partecipazione e contribuzione sono strettamente legati, come indicato nello Statuto della Persona, il protocollo per la valorizzazione della persona nell'impresa di recente sottoscritto da Enel con le parti sociali e diffuso in tutti i Paesi del Gruppo, che si prefigge un cambiamento valoriale del modo di intendere le relazioni lavorative.

In termini di inclusione questo si concretizza in un action plan volto a favorire la piena espressione e la valorizzazione dei talenti multipli e unici di ciascun individuo: da un lato garantendo non discriminazione e pari opportunità, dall'altro prendendosi cura delle vulnerabilità personali che impattano sulla partecipazione e infine diffondendo una nuova sensibilità che guardi l'unicità della persona, con le sue molteplici peculiarità, e crei ambienti di lavoro inclusivi e diversificati anche in termini di competenze, qualità personali ed esperienze.

Il percorso su questi temi ha toccato diverse tappe.

Dopo l'emissione della Policy sui Diritti Umani del 2013, la pietra miliare è la Policy globale Diversità e Inclusione (D&I), pubblicata nel 2015, che indica i principi e le aree prioritarie di azione. Nello stesso anno Enel aderisce ai principi del WEP (Women's Empowerment Principles) promossi da UN Global Compact e UN Women e in coerenza con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU. Nel 2019 è stata emessa la Policy Global Workplace Harassment che esplicita il principio del rispetto dell'integrità e della dignità individuale sul luogo di lavoro e affronta le tematiche delle molestie sessuali e delle molestie legate a discriminazioni, i cui principi sono richiamati nella dichiarazione pubblica "Statement against harassment in the workplace" del 2020. Per assicurare pari opportunità di accesso alle informazioni e ai sistemi digitali, nel 2021 è stata emessa la policy globale sull'accessibilità digitale. Nel 2021 la Policy sui Diritti Umani e il Codice Etico sono stati aggiornati accogliendo le evoluzioni maturate su questi temi.

L'applicazione della Policy D&I ha favorito nel tempo lo sviluppo di iniziative globali e locali sulle dimensioni di genere, disabilità, età, nazionalità e la diffusione della cultura dell'inclusione a tutti i livelli e contesti organizzativi. Le politiche D&I sono costantemente monitorate secondo un approccio evidence based e un processo di reporting globale che misura l'andamento di un articolato set di KPI su tutte le dimensioni di interesse ai fini interni ed esterni.

Il piano di azione su diversità e inclusione si concretizza in impegni pubblici quali-quantitativi: bilanciare i due generi nei processi di selezione, aumentare la percentuale di donne ma-

nager e middle manager, e il numero di studentesse coinvolte in iniziative STEM, adottare un approccio sistemico all'inclusione della disabilità, diffondere una cultura bias free e attenta alle differenze interculturali, sostenere la flessibilità lavorativa. Nel primo semestre 2022 la presenza delle donne nei processi di selezione è stata del 52,7%, con un trend crescente rispetto al 2021 (52,1%), e la rappresentanza delle donne manager e middle manager è stata pari al 30,7%, in aumento rispetto al 2021 (30,6%). Per quanto riguarda le iniziative STEM sono state coinvolte oltre 5.800 studentesse; in particolare, si segnala il lancio del progetto globale Back to School in Italia, Spagna, Sudafrica e Grecia.

Nei principali Paesi del Gruppo sono stati lanciati interventi formativi dedicati ai temi della cultura bias free e alla sensibilizzazione rispetto al tema delle molestie sul luogo di lavoro. Queste iniziative hanno visto coinvolti circa 5.500 colleghi. In tema di diversità culturale alcuni Paesi (tra i quali Italia, Cile, Perù e Messico) hanno realizzato iniziative di sensibilizzazione come video, webinar e newsletter in occasione della Giornata mondiale della diversità culturale per il dialogo e lo sviluppo, con l'obiettivo di promuovere e valorizzare l'incontro tra diversi mondi e culture. Continua il progetto Value for Disability che mira a cambiare la cultura della disabilità spostando l'attenzione dalla limitazione al ruolo abilitante del contesto. Il progetto sta contribuendo a diffondere iniziative, fornire strumenti e cambiare i processi delle persone con disabilità e quelli di innovazione del contesto e del business. Diverse le iniziative realizzate nel primo semestre 2022, in linea con la visione dinamica della relazione tra contesto e disabilità: il progetto Macro@work dedicato alle persone con malattie croniche è in corso di estensione in tutti i Paesi; a seguito dell'emissione della Health and Well-being Policy sono state definite misure di sorveglianza sanitaria dedicate per le persone con disabilità. In tema di learning inclusivo sono state realizzate e condivise con tutti i Paesi le linee guida per la realizzazione di corsi di formazione accessibili. Inoltre, in Italia sono stati potenziati i servizi di accompagnamento tra sedi e gli strumenti di ascolto per intercettare bisogni specifici in caso di trasferte, e sono in corso adeguamenti delle sedi in ottica inclusiva secondo standard internazionali.

Infine, nel mese di maggio Enel ha partecipato alla celebrazione del mese europeo della diversità organizzando diverse iniziative principalmente in Italia, Spagna, Romania e Grecia.

La tabella di seguito mostra l'impegno di Enel sulla diversità e inclusione, esponendo il numero delle donne manager e middle manager.

Inclusione e unicità

		1° semestre		
		2022	2021	Variazione
Donne manager sul totale manager ⁽¹⁾	%	24,1	-	-
Donne middle manager sul totale middle manager ⁽¹⁾	%	31,5	-	-

(1) Il dato comparativo del primo semestre 2021 non è disponibile in quanto il processo di raccolta semestrale di tale dato è iniziato nel 2022.



Salute e sicurezza sul lavoro

Enel considera la salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita, al lavoro come a casa e nel tempo libero, e si impegna quindi a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza che garantisca un ambiente di lavoro sano e la tutela di tutti coloro che lavorano con e per il Gruppo.

La tutela della salute e sicurezza propria e delle persone con cui si interagisce è una responsabilità di chiunque lavori in Enel. Per questo, come previsto nella Stop Work Policy del Gruppo, tutti sono tenuti a segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione a rischio o comportamento non sicuro.

L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi aziendali e nella formazione, la segnalazione e l'analisi puntuale di tutte le evidenze, mancati infortuni, osservazioni di sicurezza, non conformità, controlli, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, la

condivisione trasversale delle esperienze e best practice nel Gruppo, nonché il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel.

In linea con il Codice Etico, con la Dichiarazione di impegno e con la Stop Work Policy, Enel ha definito una specifica Politica della Salute e Sicurezza che prevede che ogni Linea di Business del Gruppo sia dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale ISO 45001.

Il Sistema di Gestione si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia delle misure di prevenzione e protezione, sulle eventuali azioni correttive, sulla preparazione delle squadre operative. Il Sistema di Gestione coinvolge sia il personale Enel sia quello delle ditte appaltatrici.

Fornitori

Enel, sulla base del presupposto che non esista distinzione in termini di safety tra personale proprio e personale contrattista, adotta un programma di "Contractor Safety Partnership" basato sulla condivisione dei principi cardine di sicurezza e ambiente, sulla estensione delle politiche e degli standard (Stop Work Policy) e sul supporto operativo in campo (Safety Support).

Inoltre, Enel è impegnata a far crescere le competenze di sicurezza e ambiente in termini sia di conoscenza tecnica sia di approccio culturale per promuovere un nuovo modo di lavorare, più sicuro per le persone e più sostenibile per l'ambiente. Sempre nell'ambito della Safety Partnership, l'unità SHE Factory di Holding collabora con le imprese per il

supporto alla formazione del personale contrattista, sempre tenendo ben separate le responsabilità dell'impresa appaltatrice rispetto a Enel.

Infine, in tutte le fasi del processo di procurement, dalla qualificazione fino alla assegnazione del contratto, il Gruppo ha adottato specifici strumenti per monitorare la gestione dei requisiti di Salute, Sicurezza e Ambiente. In particolare, nella fase di esecuzione del contratto, il fornitore viene coinvolto e valutato costantemente; al puntuale monitoraggio si associa un processo continuativo di ispezioni in campo e di consequence management, specifico per profilo di rischio safety e ambiente del fornitore, atto al miglioramento delle performance.

Data driven

In merito alla gestione degli eventi, Enel è dotata di una specifica che definisce ruoli e modalità affinché sia garantita la tempestiva comunicazione degli eventi incidentali e assicurato il processo di analisi delle cause, la definizione dei piani di miglioramento e il loro monitoraggio in funzione della tipologia di evento.

Inoltre, in fase di esecuzione dei lavori, vengono attuati numerosi processi di controllo e ispezione, tramite strumenti quali il Supplier Performance Management (SPM), i Con-

tractor Safety Assessment, gli Evaluation Group, i controlli operativi in campo.

Sulla base di tutte le molteplici evidenze che questo sistema di monitoraggio e controllo strutturato fornisce è stato implementato un approccio data driven, basato su tool informatici e dashboard analitiche, che consente la valutazione delle performance safety dei fornitori e delle unità Enel, e del successivo consequence management.

Performance

La tabella di seguito espone i principali indicatori relativamente alla sicurezza sul lavoro.

		1° semestre			
		2022	2021	Variazioni	
Numero di ore lavorate⁽¹⁾	milioni ore	209,506	206,717	2,789	1,3%
Enel	milioni ore	62,059	61,793	0,266	0,4%
Imprese appaltatrici ⁽¹⁾	milioni ore	147,447	144,924	2,523	1,7%
Numero di infortuni totali (TRI)⁽²⁾	n.	520	644	(124)	-19,3%
Enel	n.	78	74	4	5,4%
Imprese appaltatrici	n.	442	570	(128)	-22,5%
Indice di frequenza infortuni (TRI FR)⁽²⁾	i	2,482	3,115	(0,633)	-20,3%
Enel	i	1,257	1,198	0,059	4,9%
Imprese appaltatrici	i	2,998	3,933	(0,935)	-23,8%
Numero di infortuni mortali (FAT)	n.	1	5	(4)	-80,0%
Enel	n.	-	1	(1)	-
Imprese appaltatrici	n.	1	4	(3)	-75,0%
Indice di frequenza infortuni mortali (FAT FR)	i	0,005	0,024	(0,019)	-79,2%
Enel	i	-	0,016	(0,016)	-
Imprese appaltatrici	i	0,007	0,028	(0,021)	-75,0%
Numero di infortuni "Life Changing" (LCA)⁽³⁾	n.	1	-	1	-
Enel	n.	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	n.	1	-	1	-
Indice di frequenza infortuni "Life Changing" (LCA FR)⁽³⁾	i	0,005	-	0,005	-
Enel	i	-	-	-	-
Imprese appaltatrici	i	0,007	-	0,007	-
Numero di infortuni con giorni persi (LTI)⁽⁴⁾	n.	106	127	(21)	-16,5%
Enel	n.	31	38	(7)	-18,4%
Imprese appaltatrici	n.	75	89	(14)	-15,7%
Indice di frequenza infortuni con giorni persi (LTI FR)⁽⁴⁾	i	0,506	0,614	(0,108)	-17,6%
Enel	i	0,500	0,615	(0,115)	-18,8%
Imprese appaltatrici	i	0,509	0,614	(0,105)	-17,2%

(1) I dati del primo semestre 2021 tengono conto di una loro più puntuale determinazione.

(2) TRI = Total Recordable Injuries, comprendono tutti gli eventi infortunistici che hanno provocato lesioni, compresi i First Aid.

Si segnala che il KPI è stato introdotto a partire dal reporting annuale 2021.

(3) LCA = Life Changing Accident, sono gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona (per es., amputazioni di arti, paralisi, perdita di sensi ecc.).

(4) LTI = Lost Time Injuries, comprendono tutti gli infortuni che hanno comportato assenza da lavoro.

Si segnala che in seguito della standardizzazione della nomenclatura dei KPI di sicurezza effettuata per il reporting annuale 2021, i KPI LTI e LTI FR coincidono rispettivamente con i KPI "Numero di infortuni totali" e "Indice di frequenza infortuni".

Nei primi sei mesi del 2022 l'indice di frequenza infortuni (LTI) combinato Enel e Contractor è diminuito rispetto allo stesso periodo del 2021 attestandosi a 0,506 infortuni per ogni milione di ore lavorate (-17,6% rispetto al pari periodo 2021).

Nella prima metà dell'anno si sono verificati 1 infortunio mortale e 1 infortunio Life Changing (amputazione delle estremità delle braccia). Entrambi gli incidenti si sono verificati a dipendenti di imprese appaltatrici di Enel Grids in Brasile, e sono dovuti a eventi di tipo elettrico.



Salute

Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione per sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale. In quest'ottica, il Gruppo realizza campagne di sensibilizzazione globali e locali per promuovere stili di vita sani, sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e garantisce la fornitura di servizi medici. Il Gruppo Enel mette in atto un processo sistematico e continuo di identificazione e valutazione dei rischi da stress lavoro-correlato, in accordo con la policy Stress at Work Prevention and Well-being at Work Promotion, per la prevenzione, l'individuazione e la gestione dello stress in situazioni lavorative, fornendo anche una serie di indicazioni volte a promuovere la cultura del benessere organizzativo.

Nell'ambito del Gruppo è attivo, inoltre, un monitoraggio costante delle evoluzioni epidemiologiche e sanitarie, allo scopo di implementare piani di misure preventive e protettive della

salute dei dipendenti e di chi opera per il Gruppo, sia a livello locale sia a livello globale. Fin dall'inizio dell'emergenza COVID-19 a febbraio 2020, Enel si è attivata per tutelare la salute di tutti i colleghi e garantire la continuità della fornitura di energia elettrica alle comunità in cui opera, *in primis* mediante la costituzione di specifiche Task Force globali e per Paese e, successivamente, strutturando l'organizzazione con una funzione specificatamente responsabile per il presidio di questo processo.

L'unità Pandemic Emergency Management, con i suoi riferimenti in ciascuna Linea di Business e Paese, ha lo scopo di assicurare il monitoraggio delle situazioni di emergenza, la definizione della strategia e delle policy globali e la loro adozione in ogni realtà del Gruppo, oltre che di indirizzare, integrare e monitorare tutte le azioni di prevenzione, protezione, tutela e intervento volte a proteggere la salute dei propri dipendenti e appaltatori, anche in relazione a fattori di rischio sanitari esogeni non strettamente correlati all'attività lavorativa.

Relazioni responsabili con le comunità

Instaurare relazioni solide e durature nel tempo con le comunità locali nei Paesi in cui Enel opera rappresenta un pilastro fondamentale della strategia del Gruppo. Questo, insieme alla costante attenzione ai fattori sociali e ambientali, ha permesso a Enel, da un lato, di implementare un nuovo modello di sviluppo equo che non lasci indietro nessuno e, dall'altro, di creare valore condiviso nel lungo periodo per tutti gli stakeholder.

Un modello declinato lungo l'intera catena del valore: dall'analisi proattiva delle necessità delle comunità anche in fase di sviluppo di nuovi business, alla realizzazione di cantieri e impianti sostenibili, fino alla gestione degli asset e degli impianti quali piattaforme di sviluppo dei territori in cui si trovano. Ulteriore evoluzione è costituita dall'estensione di tale approccio anche nel disegno, nello sviluppo e nella fornitura di servizi e prodotti energetici, oltre che nell'innovazione dei processi, facendo leva su nuove tecnologie e contribuendo a costruire comunità sempre più circolari, inclusive e sostenibili.

In linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), Enel contribuisce concretamente al progresso sostenibile dei territori. Un impegno pienamente integrato nel nostro purpose e nei valori aziendali, dall'ampliamento delle infrastrutture, ai programmi di istruzione e formazione professionale, ai progetti ideati per sostenere attività culturali ed economiche. Iniziative specifiche sono state volte a promuovere l'accesso all'energia e l'elettrificazione rurale e suburbana, affrontare la povertà energetica e promuovere l'inclusione sociale per le categorie più deboli della popolazione, impiegando anche nuove tecnologie e approcci di economia circolare, adottando una strategia che incorpori pienamente la sostenibilità nel modello di business e attività. Diverse le iniziative sviluppate a

livello globale per la tutela della biodiversità, coerentemente con la strategia di decarbonizzazione di Gruppo.

In particolare, due sono le grandi sfide: la transizione energetica equa e sostenibile e la ripresa post pandemica. La transizione energetica rappresenta un importante acceleratore di crescita e modernizzazione dell'industria, grazie alle potenzialità che offre in termini di sviluppo economico, benessere, qualità della vita ed eguaglianza. Per cogliere queste opportunità sono necessarie politiche lungimiranti, che assicurino una transizione giusta e inclusiva e che tengano conto in particolare delle esigenze delle categorie sociali più esposte al cambiamento. Enel è convinta che per generare un profitto durevole occorra condividere valore con l'intero contesto in cui si opera. Con il perdurare della pandemia da COVID-19 è continuato l'impegno a sostegno delle comunità, attivando iniziative specifiche sul recupero socioeconomico attraverso lo sviluppo di marketplace locali, favorendo l'accesso al credito e la promozione di modelli di business inclusivi a sostegno delle fasce più deboli della popolazione, con particolare attenzione alle persone in condizioni vulnerabili dal punto di vista fisico, sociale ed economico. Molti i progetti anche in tema di digitalizzazione per sostenere la connettività nelle aree rurali e l'alfabetizzazione informatica, incoraggiare la partecipazione delle donne nelle materie STEM e piattaforme di e-commerce e soluzioni online ed offline a impatto positivo per le economie locali.

Nel primo semestre 2022 sono stati realizzati oltre 1.300 progetti di sostenibilità con un coinvolgimento di più di 3,2 milioni di beneficiari nei diversi Paesi in cui Enel è presente.

In particolare, i progetti di accesso all'energia economica, affidabile, sostenibile e moderna (SDG 7) a oggi hanno riguardato 14,5 milioni di persone⁽⁷⁾, quelli a favore dello sviluppo economico e sociale delle comunità (SDG 8) hanno raggiunto i 4 milioni di beneficiari⁽⁸⁾, mentre delle iniziative per promuovere un'educazione di qualità (SDG 4) hanno beneficiato 3,5 milioni di persone⁽⁹⁾.

Al fine di individuare le idee migliori per ogni territorio è previsto un percorso basato sulla condivisione con le comunità locali e l'ascolto degli stakeholder, che porta all'identificazione di interventi efficaci per rispondere a bisogni locali in sinergia con gli obiettivi aziendali. Gli spunti emersi dallo stakeholder engagement e dal dialogo costante con le

comunità rappresentano la base per la costruzione di partnership di lungo periodo che vedono il coinvolgimento attivo di Organizzazioni non Governative e startup, imprese e istituzioni radicate sul territorio. Un approccio che porta alla realizzazione di una vasta gamma di progetti in diversi ambiti, anche grazie all'attivazione di ecosistemi virtuosi come la piattaforma Open Innovability[®] che si basa sull'apertura e la condivisione, facilitando e promuovendo l'identificazione di idee e soluzioni sociali innovative. Nel primo semestre 2022 sono state oltre 620 le partnership attive a livello internazionale, anche grazie a diversi strumenti come, per esempio, le piattaforme di crowdsourcing (openinnovability.com) e la rete di Innovation Hub.

Catena di fornitura sostenibile

Le prestazioni dei fornitori, oltre a garantire i necessari standard qualitativi, devono andare di pari passo con l'impegno di adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e condizioni di lavoro, di salute e sicurezza sul lavoro, di responsabilità ambientale ed etica. In Enel, le procedure di approvvigionamento sono volte a garantire la qualità delle prestazioni nel massimo rispetto dei principi di economicità, efficacia, tempestività e correttezza e trasparenza. Il processo di acquisto svolge un ruolo centrale nella creazione del valore nelle sue diverse forme (sicurezza, sostenibilità, risparmio, tempi, qualità, risultati, ricavi, flessibilità), grazie a una sempre maggiore interazione e integrazione con il mondo esterno e con le diverse parti dell'organizzazione aziendale. Al 30 giugno 2022 il numero dei fornitori con un contratto attivo è di 15.274 e il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un contratto nel primo semestre 2022 è pari a circa 3.600. Il numero degli FTE⁽¹⁰⁾ che operano nei nostri cantieri e siti, al 30 giugno 2022, è 167.553.

La gestione dei fornitori si articola in tre fasi fondamentali, necessarie anche per integrare nelle valutazioni gli aspetti ambientali, sociali e di governance: il sistema di qualificazione, la definizione delle condizioni generali di contratto e il sistema di Supplier Performance Management (SPM).

Il sistema globale di qualificazione dei fornitori di Enel (al 30 giugno 2022 circa 26.000 qualificazioni attive, di cui il 99% valutato secondo criteri ESG) consente, infatti, una valutazione accurata delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto, attraverso l'analisi dei requisiti tecnici, economico-finanziari, legali, ambientali, di salute e sicurezza, di diritti umani ed etici e di onorabilità, e rappresenta una garanzia per l'azienda.

Per quanto riguarda il processo di gara e di contrattazione, è

proseguito l'impegno di Enel per introdurre aspetti legati alla sostenibilità nei processi di gara, attraverso non solo l'applicazione di specifici "K di sostenibilità" premianti, ma anche attraverso l'utilizzo di requisiti di sostenibilità mandatori che tengano conto di fattori ambientali, sociali e di safety dei fornitori, implementati su weBUY nel corso del 2021. Nei primi mesi del 2022 è stato sviluppato il tredicesimo standard (Product Category Rules) necessario per ottenere l'EPD "Dichiarazione Ambientale di Prodotto" sulla categoria inverter (oltre ai 12 PCR già sviluppati fino al 2021), certificazione volta a quantificare, certificare e comunicare gli impatti generati durante l'intero ciclo di vita della fornitura (consumo di acqua, emissioni di CO₂, impatto sul suolo, materiale riciclato ecc.). Questo ci permette di fare benchmark di settore e di definire percorsi di miglioramento con i nostri fornitori a oggi coinvolti in questo processo, più di 200 su 13 categorie di prodotti strategici che mediamente coprono circa il 60% dello spending annuale del Gruppo. Il 46% delle gare lanciate nel primo semestre 2022 è coperto da certificazioni carbon footprint. Sono inoltre previste specifiche clausole contrattuali in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture in materia di sostenibilità, tra le quali il rispetto e la protezione dei diritti umani e il rispetto degli obblighi etico-sociali.

Il sistema SPM è finalizzato invece al monitoraggio delle prestazioni dei fornitori in termini di qualità, tempestività e sostenibilità in esecuzione del contratto.

Sono inoltre proseguite le attività per una sempre maggiore integrazione dei temi ambientali, sociali e di governance nella strategia della catena di fornitura, creando valore condiviso con i fornitori. Tra queste, si segnalano gli incontri e le iniziative di informazione degli appaltatori in materia di sostenibilità, con specifico riferimento alla tutela della salute e sicurezza.

(7) Dati cumulati 2015 al 1° semestre 2022 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 7 a oggi.

(8) Dati cumulati 2015 al 1° semestre 2022 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 8 a oggi.

(9) Dati cumulati 2015 al 1° semestre 2022 sul numero totale beneficiari raggiunti su SDG 4 a oggi.

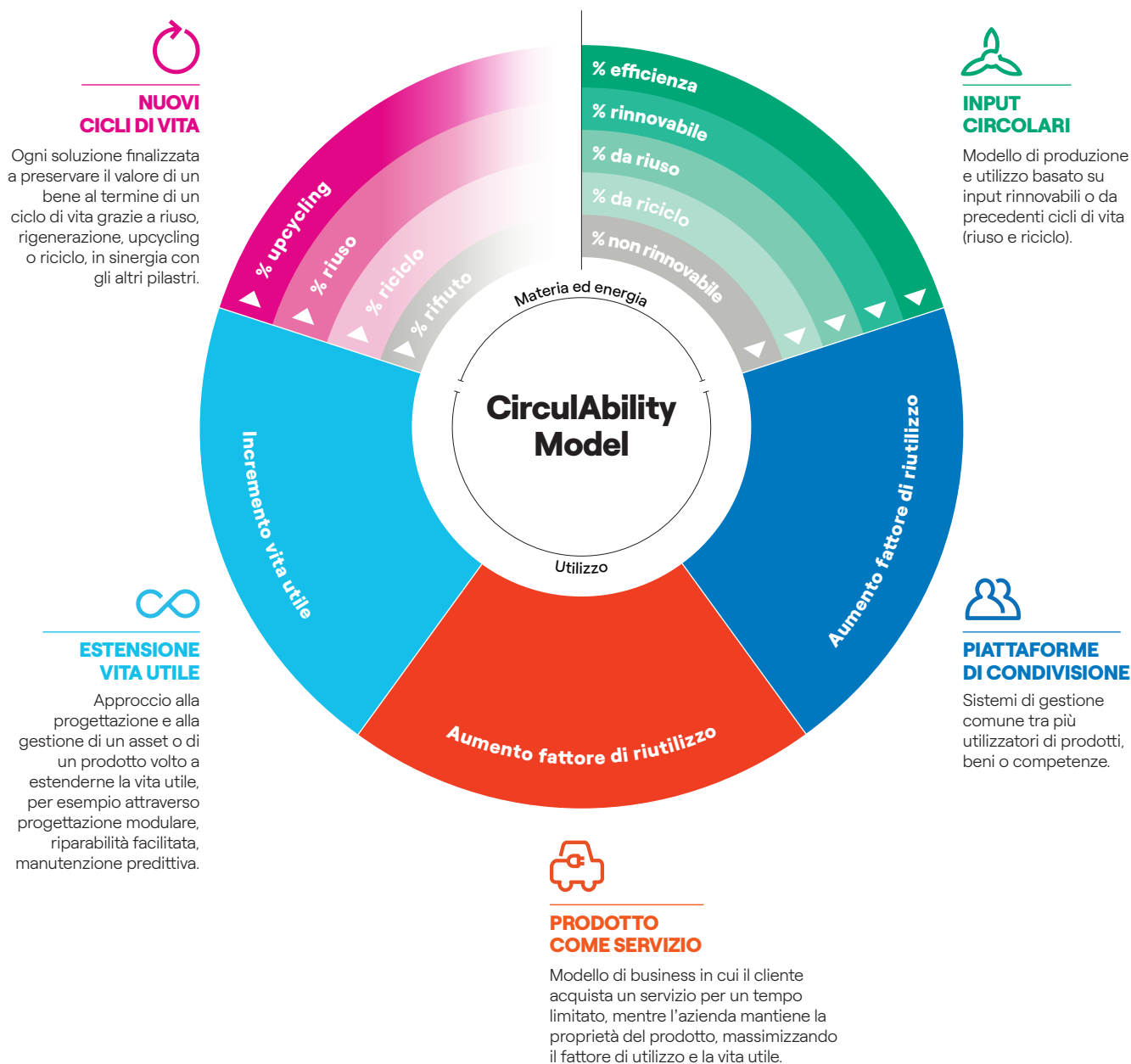
(10) FTE = Full Time Equivalent, corrisponde al numero di lavoratori necessari a svolgere un certo numero di ore lavorate, ipotizzando che lavorino a tempo pieno. Un FTE corrisponde quindi a un giorno-persona.



L'economia circolare

L'economia circolare rappresenta per Enel un driver strategico per ripensare l'attuale modello di sviluppo coniugando innovazione, competitività e sostenibilità in modo

da rispondere alle grandi sfide ambientali e sociali di oggi. La visione del Gruppo si fonda su cinque pilastri che rappresentano le leve su cui agire.



Perché il risultato sia effettivamente trasformativo, l'approccio circolare deve inevitabilmente abbracciare l'intera catena del valore. Per questa ragione all'interno del Gruppo sono state pensate specifiche aree circolari nelle diverse Linee di Business e nelle diverse aree geografiche, coordinate da un'area di Holding. In particolare, le Linee di Business agiscono per quanto concerne tecnologie e modelli di business, mentre i Paesi supportano sinergie cross-settoriali e collaborazioni presso l'ecosistema di riferimento. In tale contesto, l'innovazione gioca un ruolo critico in ogni ambito di attività, rappresentando un elemento chiave per lo sviluppo dell'economia circolare.

Dal 2018 è operativo un progetto globale con i fornitori per misurare la circolarità di quanto acquistiamo, premiare i più virtuosi e fare co-innovazione. Le aree di generazione e di distribuzione attraverso l'innovazione stanno sia riconsiderando in ottica circolare la catena del valore dei nuovi asset installati, come per esempio smart meter, fotovoltaico, eolico, e sistemi di accumulo energetico, sia valorizzando gli asset in esercizio e a fine vita. La Linea di Business Global Energy and Commodity Management supporta questa transizione estendendo le proprie competenze agli ambiti dei nuovi materiali e delle materie prime seconde. Enel X si propone come acceleratore della circolarità dei propri clienti sia misurando e migliorando continuamente i propri prodotti e servizi sia fornendo veri e propri servizi di misurazione e consulenza ai clienti per aumentare la loro circolarità.

Enel fin dalle fasi iniziali di adozione di un approccio circolare ha posto un forte focus sulla misurazione dei benefici

ambientali ed economici della circolarità, con la consapevolezza che un modello idealmente in grado di eliminare il consumo di risorse non rinnovabili debba essere necessariamente misurabile per poter essere sostenibile ma anche economicamente competitivo. Per esempio, con l'obiettivo di misurare il miglioramento della circolarità al 2030, è stato introdotto un nuovo indicatore di circolarità associato al parco di generazione elettrica che integra gli indicatori esistenti sulle emissioni dirette. In particolare, questo ulteriore indicatore fotografa l'evoluzione negli anni del consumo di materiali a vita intera per MWh generato, misurando il consumo dei materiali lungo tutto il ciclo di vita: dalla produzione all'installazione fino alla dismissione degli asset di produzione.

Un modello di business basato sulla circolarità richiede la massima collaborazione tra tutti gli attori chiave: è per questo che Enel ritiene fondamentale aprire linee di comunicazione e collaborazione con chi condivide questa visione, coinvolgendo le filiere e promuovendo iniziative comuni (anche di tipo formativo) per salvaguardare le risorse naturali e aumentare la competitività di un Paese.

Infine, nella convinzione che la transizione verso un'economia circolare genererà molteplici benefici economici, sociali e ambientali, riteniamo che la finanza del Gruppo possa svolgere un ruolo fondamentale nell'accelerare questa transizione, fornendo assistenza finanziaria alle imprese e ai progetti che implementano modelli di business circolari supportando lo sviluppo delle nuove tecnologie innovative necessarie per consentire il funzionamento di nuovi modelli di business circolari.



Fatti di rilievo del primo semestre 2022

Enel perfeziona l'acquisizione di 527 MW di impianti idroelettrici da ERG

In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl) da ERG Power Generation SpA a fronte di un corrispettivo complessivo di circa 1.265 milioni di euro. In base all'accordo di compravendita il corrispettivo potrà subire un aggiustamento che sarà effettuato principalmente a fronte della variazione di capitale circolante netto, della posizione finanziaria netta di Enel Hydro Appennino Centrale Srl e dell'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini inclusi nel perimetro. Gli impianti detenuti da Enel Hydro Appennino Centrale Srl, situati tra Umbria, Lazio e Marche, hanno una capacità installata di 527 MW e una produzione media annua di circa 1,5 TWh.

Enel colloca un "Sustainability-Linked Bond" da 2,75 miliardi di euro in tre tranche sul mercato Eurobond

In data 10 gennaio 2022 Enel Finance International NV, la società finanziaria di diritto olandese controllata da Enel SpA, ha collocato un "Sustainability-Linked Bond" da 2,75 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 conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Fitch rivede il rating di Enel a lungo termine a "BBB+" e conferma il rating a breve termine a "F-2". Outlook stabile

L'agenzia Fitch Ratings ha comunicato in data 4 febbraio 2022 di aver rivisto il rating a lungo termine di Enel SpA portandolo a "BBB+" dal precedente livello di "A-". La stessa agenzia ha altresì confermato a "F-2" il rating a breve termine di Enel. L'outlook resta stabile.

Stando a quanto comunicato dall'agenzia, la modifica del rating di Enel riflette principalmente il previsto aumento della leva finanziaria nel medio termine, dovuto alle opportunità di investimento che hanno portato Enel a espandere progressivamente il suo piano di investimenti nel contesto della transizione energetica.

Conflitto Russia-Ucraina

Il 24 febbraio 2022 il Presidente russo ha annunciato "un'operazione militare speciale" in territorio ucraino che ha causato lo scoppio del conflitto tra i due Paesi, determinando pronte reazioni da parte di diversi Stati e Organizzazioni sovranazionali.

La Commissione Europea è impegnata a fronteggiare la crisi umanitaria generata dal conflitto in Ucraina con aiuti umanitari e con programmi di aiuti di emergenza, anche tramite un maggiore sostegno finanziario al Paese.

L'Unione Europea e altri Paesi (per es., Stati Uniti, Regno Unito, Australia, Giappone, Svizzera, Svezia, Finlandia ecc.) hanno imposto severe misure sanzionatorie alla Russia.

Considerato lo scenario di riferimento, il Gruppo Enel ha attivato una Task Force allo scopo di monitorare attentamente lo status e l'evoluzione dell'attuale situazione generata dalla crisi internazionale sulle proprie attività di business in Russia e negli altri Paesi in cui opera e gestire i potenziali rischi.

Per le azioni poste in essere dal Gruppo e gli effetti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 si rimanda alla nota 3 del medesimo Bilancio.

Enel cede l'intera partecipazione del 56,43% detenuta in PJSC Enel Russia

In data 16 giugno 2022 Enel SpA ha firmato gli accordi relativi alla cessione dell'intera partecipazione detenuta nel capitale sociale di PJSC Enel Russia. In particolare, Enel ha sottoscritto due distinti accordi, rispettivamente, con PJSC Lukoil e con il Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" per la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro che sarà corrisposto al closing. Con il completamento dell'operazione, Enel cederà tutti i suoi asset di generazione elettrica in Russia, che includono circa 5,6 GW di capacità convenzionale e circa 300 MW di capacità eolica in diverse fasi di sviluppo, garantendo continuità ai propri dipendenti e clienti.

Per l'analisi dei riflessi economico-patrimoniali relativi all'operazione si rimanda alla nota 3 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Enel finalizza il rinnovo della sua partnership con Cinven in Ufnet Latam

In data 24 marzo 2022 Enel X International Srl, società interamente controllata da Enel X Srl, ha finalizzato l'accordo siglato lo scorso 21 dicembre 2021 con una holding controllata da Sixth Cinven Fund e con una holding controllata da Seventh Cinven Fund. In base a tale accordo Enel X International ha acquisito il 79,4% del capitale sociale di Ufnet Latam SLU (Ufnet) da Sixth Cinven Fund e ha contestualmente venduto l'80,5% del capitale sociale della medesima società a Seventh Cinven Fund. A valle di questa operazione Enel X International detiene quindi una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufnet, rinnovando la partnership nella società con Cinven.

In particolare, Enel X International, che in precedenza deteneva indirettamente il 20,6% del capitale di Ufnet, ha esercitato l'opzione call per l'acquisto del restante 79,4% a fronte di un corrispettivo di 1.320 milioni di euro. Enel X International ha ricevuto contestualmente 207 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve disponibili di Ufnet e, allo stesso tempo, ha venduto l'80,5% del capitale della società a Seventh Cinven Fund per un corrispettivo di 1.186 milioni di euro.

In base a tale accordo, oltre alla partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufnet, Enel X International mantiene una rappresentanza nei consigli di amministrazione di quest'ultima e della sua holding, conservando diritti standard quale azionista di minoranza.

Enel lancia un "Sustainability-Linked Bond" da 750 milioni di sterline in una singola tranche

In data 5 aprile 2022 Enel Finance International NV ha collocato sul mercato un "Sustainability-Linked Bond" in sterline, legato al conseguimento 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 conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Enel concorda una linea di credito da 600 milioni di euro con la Banca Europea per gli Investimenti e SACE per finanziamenti "sustainability-linked" in America Latina

In data 11 aprile 2022, nell'ambito delle azioni a sostegno dello sviluppo di programmi per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica in America Latina, Enel, la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), tramite la sua divisione per lo sviluppo EIB Global, e SACE, l'agenzia italiana di credito all'esportazione, hanno concordato un finanziamento qua-

dro "sustainability-linked" che prevede una struttura multipaese, multibusiness e multivaluta fino a 600 milioni di euro (pari a oltre 650 milioni di dollari statunitensi), coperto dalla garanzia di SACE.

Nell'ambito dell'accordo, Enel Green Power Perú SAC, società controllata del Gruppo Enel, ha ottenuto un finanziamento di 130 milioni di dollari statunitensi, destinato alla realizzazione di progetti eolici e solari fotovoltaici per quasi 300 MW in Perú. Il resto dello strumento da 600 milioni di euro servirà a promuovere la crescita degli investimenti sostenibili del Gruppo Enel in Brasile e Colombia attraverso progetti di generazione di energia rinnovabile e distribuzione di energia.

Concessioni idroelettriche

Con riguardo al fenomeno riguardante 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 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 quanto segue. In relazione ai 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 Pubbliche di Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna), tra la fine del 2021 e il primo semestre 2022 alcuni dei tribunali aditi (TAR Piemonte e TAR Lombardia) hanno declinato, con sentenza, la propria giurisdizione in favore del Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche, dinanzi al quale i giudizi dovranno essere rispettivamente riassunti. Sono, inoltre, in corso le impugnazioni al Consiglio di Stato avverso tali pronunce.

Enel incrementa la linea di credito revolving "sustainability-linked" a 13,5 miliardi di euro

In data 11 maggio 2022 Enel SpA e la sua società controllata di diritto olandese Enel Finance International NV (EFI) hanno sottoscritto un amendment and restatement agreement volto a incrementare di 3,5 miliardi di euro l'importo della linea di credito revolving "sustainability-linked" da 10 miliardi di euro, stipulata nel marzo 2021 con un pool di isti-



tuti bancari. L'accordo prevede che gli ulteriori 3,5 miliardi di euro saranno resi disponibili per tre anni, sino a maggio 2025, e, unitamente alla principale tranche da 10 miliardi di euro con scadenza nel marzo 2026, saranno utilizzati per soddisfare il fabbisogno finanziario del Gruppo, rafforzando così la solida posizione di liquidità di quest'ultimo.

La linea di credito, le cui principali condizioni finanziarie non hanno subito variazioni a seguito della sottoscrizione dell'amendment and restatement agreement, è legata al Key Performance Indicator (KPI) relativo all'intensità di emissioni dirette di gas serra (Scope 1), contribuendo quindi al raggiungimento dell'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goal - SDG) 13 "Climate Action".

L'operazione fa parte della strategia finanziaria di Enel, che è sempre più improntata alla finanza sostenibile, e si pone in linea con l'obiettivo di raggiungere una quota di fonti di finanziamento sostenibile, rispetto al debito lordo totale del Gruppo, pari a circa il 65% nel 2024 e maggiore del 70% nel 2030, come previsto dal Piano Strategico di Gruppo.

Enel lancia con successo un "Sustainability-Linked Bond" multi-tranche da 3,5 miliardi di dollari statunitensi nei mercati USA e internazionali, il primo al mondo a essere legato a un percorso di completa decarbonizzazione

In data 9 giugno 2022 Enel Finance International NV (EFI), società finanziaria di diritto olandese controllata da Enel

SpA, ha lanciato sui mercati statunitense e internazionali un "Sustainability-Linked Bond" multi-tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 3,5 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 3,3 miliardi di euro.

Il bond è 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 (SDG) 13 ("Climate Action") delle Nazioni Unite e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" (Framework) del Gruppo.

Per la prima volta in assoluto per un gruppo multinazionale dell'energia, un prestito obbligazionario è legato a una traiettoria di completa decarbonizzazione, con la tranche a 30 anni dell'emissione in questione legata all'obiettivo del Gruppo Enel di conseguire zero emissioni dirette di gas serra da generazione di elettricità e calore entro il 2040.

Enel acquista azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine 2022

In data 28 giugno 2022 Enel SpA ha acquistato, nel periodo compreso tra il 20 e il 24 giugno 2022, sul mercato Euronext Milan organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA, n. 394.500 azioni proprie al prezzo medio ponderato per il volume di 5,4063 euro per azione, per un controvalore complessivo di 2.132.769,266 euro.

L'operazione si riferisce all'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, disposto in attuazione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 19 maggio 2022 e deliberato a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2022.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

European Green Deal (Patto Verde europeo) e REPowerEU

A seguito della Comunicazione “The European Green Deal”, presentata a fine 2019, la Commissione Europea ha pubblicato una serie di iniziative legislative e non legislative volte a implementare i principi presentati nella Comunicazione. Inoltre, nel primo semestre 2022, la Commissione Europea ha presentato a maggio il piano REPowerEU, come risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato mondiale dell'energia causate dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. La trasformazione del sistema energetico europeo è urgente per due motivi: porre fine alla dipendenza dell'UE dai combustibili fossili della Russia e affrontare la crisi climatica. Le misure contenute nel piano REPowerEU possono aiutare a realizzare questa ambizione attraverso il risparmio energetico, la diversificazione dell'approvvigionamento energetico e una più rapida diffusione delle energie rinnovabili per sostituire i combustibili fossili nelle case, nell'industria e nella generazione di energia elettrica. La Commissione propone di rafforzare le misure di efficienza energetica a lungo termine, tra cui un aumento dal 9% al 13% dell'obiettivo vincolante di efficienza energetica fissato nell'ambito del pacchetto legislativo “Pronti per il 55%” (Fit for 55) connesso al Green Deal europeo. Inoltre, una massiccia espansione e accelerazione delle energie rinnovabili nella generazione di energia elettrica, nell'industria,

nell'edilizia e nei trasporti ci consentirà di conseguire l'indipendenza più in fretta, darà impulso alla transizione verde e abbasserà i prezzi nel tempo.

Ulteriormente, la Commissione propone di aumentare dal 40% al 45% l'obiettivo principale per le rinnovabili al 2030 nell'ambito del pacchetto Fit for 55. Questa maggiore ambizione generale getterà le basi per altre iniziative, tra cui:

- una strategia dell'UE per l'energia solare volta a raddoppiare la capacità solare fotovoltaica entro il 2025 e installare 600 GW entro il 2030;
- un'iniziativa per i pannelli solari sui tetti con l'introduzione graduale di un obbligo giuridico di installare pannelli solari sui nuovi edifici pubblici, commerciali e residenziali;
- il raddoppio del tasso di diffusione delle pompe di calore unito a misure per integrare l'energia geotermica e termo-solare nei sistemi di teleriscaldamento e di riscaldamento collettivo;
- una Raccomandazione della Commissione per affrontare la lentezza e la complessità delle procedure di autorizzazione per i grandi progetti in materia di rinnovabili e una modifica mirata della direttiva sulle energie rinnovabili affinché queste ultime siano riconosciute come interesse pubblico prevalente.

A. Revisione dell'EU ETS

Il pacchetto Fit For 55 presentato dalla Commissione Europea il 14 luglio 2021 propone, tra le altre iniziative, un rafforzamento dell'EU ETS. In particolare, la proposta della Commissione mira ad aumentare l'ambizione del sistema, riducendo entro l'anno 2030 le emissioni dei settori soggetti all'EU ETS (tra cui rientra anche il settore elettrico) del 61% rispetto ai livelli registrati nel 2005. Tale proposta risulta quindi più ambiziosa rispetto a quanto attualmente previsto dalla Direttiva EU ETS (ossia, emissioni al 2030 inferiori del 43% rispetto ai livelli del 2005). La Commissione propone inoltre, per i settori ricompresi nel CBAM, l'eliminazione (phase-out) graduale dell'allocatione gratuita delle quote di emissione (free allowance) nel periodo 2026-2035, oltre all'istituzione di un mercato ETS separato dedicato ai settori del trasporto stradale e degli edifici (c.d. “ETS2”) mirante a ridurre al 2030 le

emissioni di tali settori del 43% rispetto ai livelli del 2005. Il 22 giugno 2022 il Parlamento Europeo ha approvato una proposta di revisione dell'EU ETS più ambiziosa rispetto al testo presentato dalla Commissione. Più in dettaglio, il Parlamento ha proposto che i settori sottoposti alla Direttiva EU ETS riducano le proprie emissioni del 63% al 2030 rispetto ai livelli registrati nel 2005. La maggiore ambizione del Parlamento Europeo si riflette anche in un phase-out delle free allowance per i settori ricompresi nel CBAM da svolgersi nel corso degli anni 2027-2032. Infine, il Parlamento Europeo ha richiesto per l'ETS2 un avvio differenziato tra trasporti stradali ed edifici commerciali (avvio nel 2025) e trasporti stradali ed edifici privati (avvio nel 2029, a condizione però che si verifichi la sostenibilità dell'applicazione dell'ETS2 nel settore privato, garantendo così una “giusta transizione”).



Infine, nel corso del voto tenutosi nei giorni 28-29 giugno 2022 il Consiglio Europeo ha approvato la propria proposta di revisione dell'EU ETS, largamente allineata alla proposta della Commissione Europea. Il Consiglio Europeo chiede però di avviare il nuovo ETS2 per trasporti stradali ed edifici con un

anno di ritardo rispetto a quanto proposto dalla Commissione (ossia, 2027 invece che 2026).

L'iter legislativo prevede ora l'avvio dei negoziati tra Parlamento, Commissione e Consiglio (trilogo) che porteranno all'approvazione definitiva della revisione della Direttiva EU ETS.

B. CBAM (meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera)

Il Parlamento Europeo ha approvato a giugno 2022 le modifiche alla proposta di CBAM presentata dalla Commissione Europea lo scorso luglio, uno dei tasselli più innovativi del pacchetto legislativo Fit for 55. Per difendere l'industria europea dalla concorrenza straniera, soggetta a politiche climatiche meno esigenti rispetto a quelle europee, verrà applicato un "aggiustamento" a certe categorie di beni importati provenienti da determinati Paesi. Le merci europee, infatti, incorporano il costo del carbon pricing europeo attraverso EU ETS e sono pertanto svantaggiate rispetto a quelle prodotte in Paesi con un prezzo della CO₂ più basso o inesistente. Il CBAM ha anche un secondo obiettivo: evitare la delocalizzazione dell'industria europea e delle relative emissioni.

Il nuovo meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera non riguarderà solo i settori proposti in origine dalla Commissione, ovvero ferro, acciaio, cemento, fertilizzanti, alluminio e generazione elettrica. Il testo approvato dal Parlamento Europeo ha allargato la copertura anche a idrogeno, ammoniaca, polimeri plastici e composti orga-

nici. Nelle 'emissioni incorporate' nelle merci in entrata, il CBAM terrà conto sia delle emissioni dirette rilasciate durante la fase di produzione, come proponeva la Commissione, sia parte di quelle indirette o di Scope 2, proposte dal Parlamento. Per emissioni indirette, il nuovo testo intende quelle relative all'elettricità impiegata dalle aziende nei Paesi terzi.

La Commissione proponeva il 2035 come data per far andare a pieno regime il CBAM, il Parlamento lo anticipa al 2032 (in linea con la riforma dell'ETS). È previsto un periodo di transizione dal 2023 alla fine del 2026, in cui le aziende riceveranno il 100% di certificati ETS gratuitamente. Poi l'avvio graduale del meccanismo, con una modulazione al ribasso dei certificati regalati: il 93% nel 2027, l'84% nel 2028, il 69% nel 2029, il 50% nel 2030 e il 25% nel 2031. L'iter legislativo del CBAM (tassazione sulla CO₂ alla frontiera) proseguirà nei prossimi mesi con l'avvio dei negoziati fra il Parlamento UE e il Consiglio, che potranno modificare di nuovo la proposta legislativa.

C. REPowerEU e Recovery and Resilience Facility

La Commissione Europea stima in circa 300 miliardi di euro gli investimenti necessari entro il 2030 (210 miliardi di euro entro il 2027) per raggiungere gli obiettivi del REPowerEU ed eliminare gradualmente le importazioni di combustibili fossili dalla Russia. Di questi investimenti circa il 95% sarà dedicato all'accelerazione della transizione energetica (aumento della capacità di produzione di energia rinnovabile, efficienza energetica e pompe di calore in ambito residenziale, efficienza energetica e decarbonizzazione in ambito industriale, sviluppo delle reti di trasmissione, di distribuzione e dello storage, incremento della produzione di biometano sostenibile e delle biomasse).

Il REPowerEU verrà attuato attraverso lo strumento del Recovery and Resilience Facility (RRF): gli Stati membri che vorranno orientare i loro investimenti verso le priorità del REPowerEU dovranno infatti presentare a partire dal 30 giugno un Piano di Ripresa e Resilienza aggiornato contenente uno specifico capitolo dedicato alle misure e agli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi del programma.

Potranno essere inserite sia nuove misure, non incluse nei piani di ripresa originari, sia un'estensione delle misure già previste, tale da rappresentare di fatto una novità. Nel

piano rivisto gli Stati membri dovranno tener conto delle Country Recommendation del semestre europeo 2022, specifiche per Paese, emesse dalla Commissione nel mese di maggio che includono le misure necessarie per raggiungere gli obiettivi del REPowerEU.

Per finanziare le misure a supporto del REPowerEU gli Stati membri potranno principalmente utilizzare:

- 225 miliardi di euro di prestiti non ancora impiegati nei Piani di Ripresa e Resilienza. Anche i Paesi che hanno già utilizzato il plafond a loro disposizione (per es., Italia, Romania e Grecia) potranno accedervi, subordinatamente alle richieste dei Paesi che ne hanno ancora diritto;
- 20 miliardi di euro, derivanti dalla vendita delle quote del sistema di scambio delle emissioni, che saranno allocati per ciascun Paese secondo i criteri di ripartizione utilizzati per i grant dell'RRF;
- fino a 35 miliardi di trasferimenti decisi dal singolo Stato membro provenienti dalla politica di coesione e dal fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale.

Per quel che riguarda il Recovery and Resilience Facility, nel corso del 2022 la Commissione e il Consiglio Europeo han-

no continuato nella loro attività di approvazione dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza, in particolare di Svezia, Bulgaria e Polonia. A oggi sono quindi 25 i Piani approvati, vale a dire quelli di tutti gli Stati membri a eccezione di Ungheria e Olanda (quest'ultima deve ancora sottomettere il proprio piano alla Commissione).

A fine giugno, infine, la Commissione Europea ha rivisto, come previsto dal Regolamento, il calcolo dell'allocazione

dei grant (maximum financial contribution) della Facility aggiornandolo sulla base dei valori effettivi del Prodotto Interno Lordo 2020 e 2021 dei Paesi membri (i precedenti calcoli erano basati su valori stimati). Per Italia e Spagna la revisione ha comportato un aumento della dotazione pari rispettivamente a 0,2 miliardi di euro e 7,7 miliardi di euro, mentre per la Romania la dotazione è diminuita di circa 2,1 miliardi di euro.

D. Finanza sostenibile

Con riferimento alla Tassonomia, il primo atto delegato, che stabilisce i criteri tecnici di screening per determinare se una specifica attività economica contribuisca sostanzialmente alla lotta al cambiamento climatico (adattamento e mitigazione), è entrato in vigore il 1° gennaio 2022. A febbraio 2022, inoltre, la Commissione Europea ha presentato il cosiddetto "Atto Delegato Complementare", che definisce i criteri relativi alle attività legate al gas e al nucleare. Anche in questo caso il Parlamento Europeo e il Consiglio Europeo hanno quattro mesi di tempo (estendibili a sei) per

approvare o rigettare l'atto delegato, senza la possibilità di emendarlo, e ci si aspetta che anche i criteri per considerare il gas e il nucleare sostenibili, così come proposti dalla Commissione, vengano approvati per poi entrare in vigore dal 1° gennaio 2023.

Nella prima metà del 2022, inoltre, il Parlamento Europeo e il Consiglio Europeo hanno definito le rispettive posizioni sulla proposta di regolamento sul Green Bond Standard e hanno iniziato le negoziazioni interistituzionali (c.d. "triloghi") per concordare il testo definitivo del regolamento.

E. E-mobility (mobilità elettrica)

Nel luglio del 2021, facendo seguito allo European Green Deal e alla "Strategia per una mobilità intelligente e sostenibile", pubblicati rispettivamente nel 2019 e nel 2020, la Commissione Europea ha emesso il pacchetto di proposte legislative cosiddetto "Fit for 55". Il pacchetto include numerose proposte relative al trasporto e per ridurre le emissioni CO₂ nel settore dei trasporti e accelerare la tran-

sizione verso una mobilità a zero emissioni. Durante la prima metà del 2022 Parlamento e Consiglio Europeo hanno progredito nell'analisi di numerosi dossier appartenenti al Fit for 55 (Alternative fuel infrastructure regulation, CO₂ standards for car and vans ecc.) senza ancora arrivare alla fase di negoziazione interistituzionale (triloghi) attesa per i primi dossier nella seconda metà del 2022.

F. Digital Dossiers (dossier digitali)

Durante il 2021, in aggiunta alla pubblicazione della Comunicazione "Decennio digitale europeo: obiettivi digitali per il 2030", in cui vengono illustrati gli obiettivi e le modalità della trasformazione digitale dell'Europa entro il 2030, le attività di implementazione del Green Deal europeo e delle strategie per i dati e per l'intelligenza artificiale pubblicate dalla Commissione Europea, rispettivamente nel 2019 e 2020, hanno guidato il dibattito sulla digitalizzazione e l'utilizzo dei dati. È stata proposta una serie di iniziative legislative e non legislative con l'obiettivo di rendere l'Europa digitalmente sovrana e per creare un'economia digitale equa e competitiva. Nella prima metà del 2022 il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno raggiunto l'accordo politico sul Digital Markets Act e sul Digital Services Act. I testi sono in fase di finalizzazione e dovrebbero essere adottati entro settembre-ottobre 2022 dal Parlamento e dal Consiglio Europeo. Il Digital Markets Act è la nuova legge dell'UE per rendere il settore digitale più equo e contestabile. A tal fine, stabilisce una serie di criteri oggettivi strettamente

definiti per qualificare una grande piattaforma online come cosiddetto "gatekeeper". Il Digital Services Act stabilisce un nuovo standard per la responsabilità delle piattaforme online in merito a contenuti illegali e dannosi. Fornirà una migliore protezione agli utenti di Internet e ai loro diritti fondamentali, oltre a definire un insieme unico di norme nel mercato interno, aiutando le piattaforme più piccole a crescere.

Nel maggio 2022 Parlamento, Consiglio e Commissione Europea hanno raggiunto un accordo sul testo della revisione della direttiva sulla sicurezza delle reti e dell'informazione (NIS2). Il testo deve ora essere adottato formalmente da entrambe le istituzioni e a seguire pubblicato nel giornale ufficiale dell'Unione Europea. La revisione della direttiva prevede misure per rafforzare i requisiti di sicurezza, affrontare la sicurezza delle catene di approvvigionamento, semplificare gli obblighi di segnalazione e introdurre misure di vigilanza e requisiti di applicazione più severi, comprese sanzioni armonizzate in tutta l'UE.



Il Data Governance Act è stato pubblicato nel giornale ufficiale dell'Unione Europea il 3 giugno 2022. Il regolamento presentato dalla Commissione Europea il 25 novembre 2020, in aggiunta ad altre disposizioni, stabilisce le condizioni per il riutilizzo nell'UE di alcune categorie di dati detenuti da enti del settore pubblico e per promuovere la disponibilità dei dati da utilizzare aumentando la fiducia negli intermediari dei dati e rafforzando i meccanismi di condivisione dei dati in tutta l'UE.

Inoltre, il 3 maggio la Commissione Europea ha presentato la proposta di regolamento sullo spazio europeo dei dati sanitari, un quadro di condivisione dei dati specifici per la salute (che stabilisce regole chiare, standard e pratiche comuni, infrastrutture e un quadro di governance per l'uso dei dati sanitari elettronici da parte dei pazienti e per scopi di ricerca, innovazione, elaborazione di politiche, statistiche o regolamentazione) che potrebbe avere un impatto sui servi-

zi di telemedicina e fungere da precedente per i futuri spazi di dati dell'UE in materia di energia, Green Deal, industria, vita ecc.

Infine, il parere del gruppo di esperti sull'atto di esecuzione relativo ai requisiti di interoperabilità e alle procedure di accesso ai dati (misurazione e consumo) è stato approvato dal Comitato direttivo della Task Force Smart Grids ed è ora disponibile al pubblico. In breve, le ambizioni della Commissione Europea di dare ai consumatori la possibilità di appropriarsi della transizione energetica e di fornire loro gli strumenti per partecipare maggiormente ai mercati dell'energia hanno portato a concedere ai consumatori nuovi diritti di accesso ai propri dati energetici e di condivisione con terze parti sulla base di un'autorizzazione. Si prevede che il dossier venga adottato con la procedura di comitatologia nel terzo trimestre 2022.

G. Batterie

Nel dicembre 2020 la Commissione Europea ha presentato una proposta di revisione del regolamento relativo alle batterie e ai rifiuti di batterie, che andrebbe a sostituire l'attuale direttiva in vigore. La proposta persegue tre obiettivi: rafforzare il funzionamento del mercato interno, garantendo condizioni di parità attraverso un insieme

comune di norme; promuovere un'economia circolare; ridurre gli impatti ambientali e sociali in tutte le fasi del ciclo di vita della batteria. Nella prima metà del 2022 Parlamento e Consiglio Europeo hanno finalizzato le loro posizioni e il processo di negoziazioni interistituzionali (triloghi) è tutt'ora in corso.

H. Focus sul pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas e l'idrogeno

Il 15 dicembre 2021 la Commissione Europea ha pubblicato il pacchetto per la decarbonizzazione del settore gas e per definire un framework abilitante alla penetrazione nel sistema di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, incluso l'idrogeno, e le regole di mercato e di organizzazione del settore, inclusi gli aspetti infrastrutturali. Il pacchetto comprende norme per la certificazione dei gas a basse emissioni di carbonio che garantiscono una riduzione del 70% delle emissioni di gas serra.

Inoltre, promuove l'accesso e sconti tariffari per i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. Tra i punti salienti vi sono le regole sull'unbundling verticale e orizzontale e sull'accesso alle reti nel settore dell'idrogeno, con disposi-

zioni meno rigorose fino al 2030 ed esenzioni per le reti di idrogeno geograficamente confinate esistenti e nuove. La proposta della Commissione prevede anche RAB separate tra le infrastrutture del gas e dell'elettricità e quelle dell'idrogeno, ma consente, previa autorizzazione delle autorità di regolamentazione, trasferimenti finanziari tra le stesse per finanziare la rete dell'idrogeno (oneri sui consumatori finali gas ed elettricità). Infine, è previsto che i TSO gas debbano accettare ai confini miscele gas-idrogeno (c.d. "blending") fino a una percentuale del 5%, con una procedura di allocazione dei costi che prevede l'intervento delle autorità in caso di mancato accordo tra i gestori di rete.

I. Focus su definizione dell'idrogeno rinnovabile

Come previsto dalla Direttiva Rinnovabili del 2018, la Commissione Europea è incaricata di emettere un atto delegato volto a definire i criteri con cui l'idrogeno prodotto da elettricità possa essere considerato rinnovabile. La Commissione ha aperto una consultazione formale degli sta-

keholder e l'atto è ora in revisione prima della sua adozione. I criteri riguardano i principi di addizionalità per gli impianti rinnovabili che alimentano gli elettrolizzatori e la correlazione spaziale e temporale tra elettrolizzatori e impianti rinnovabili.

J. Focus su decisioni aiuti di Stato

In data 27 gennaio 2022 è entrata in vigore la nuova disciplina in materia aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022, ossia Climate, Energy and Environmental Aid Guidelines (CEEAG), che guiderà il supporto agli investimenti per la decarbonizzazione nei prossimi anni.

La nuova disciplina prevede una sezione dedicata agli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas serra, compresi gli aiuti per la produzione di energia rinnovabile e a basse emissioni di carbonio, gli aiuti per l'efficienza energetica, compresa la cogenerazione ad alto rendimento, gli aiuti per l'idrogeno, aiuti per accumuli e batterie e gli aiuti per la riduzione o la prevenzione delle emissioni derivanti dai processi industriali. Alla mobilità sostenibile è stato dedicato un intero capitolo che disciplina gli aiuti per la mobilità elettrica e per le infrastrutture di ricarica, incluso il settore marittimo. Sono inoltre disciplinati gli interventi di efficientamento energetico degli immobili, comprensivi delle batterie e delle ricariche per i veicoli elettrici. Viene anche riconosciuto ufficialmente che il finanziamento alle reti elettriche in monopolio naturale o legale non rappresenta aiuti di Stato. Infine, sono esclusi dallo scopo delle linee guida gli aiuti alle tecnologie nucleari e ai combustibili fossili. Inoltre, vale la pena sottolineare che tra le proposte inviate alla Commissione Europea nel corso dell'ultima consultazione pubblica, tenutasi ad agosto 2021, figurava l'inserimento esplicito di tutti i tipi di stoccaggio, incluso lo stand-alone, tra le tecnologie ammesse nella sezione dedicata agli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas serra. Tale suggerimento è stato recepito con successo nel testo definitivo delle linee guida pubblicato lo scorso 21 dicembre ed entrato in vigore il 27 gennaio 2022.

A fine 2021 la Commissione Europea ha pubblicato la bozza di revisione del Regolamento Generale di Esenzione per Categoria, ossia General Block Exemption Regulation (GBER) con importanti modifiche alle sezioni relative al clima, alla protezione dell'ambiente e all'energia, incluso l'aggiornamento delle soglie di notifica. Il GBER definisce specifiche categorie di aiuti di Stato che, a determinate condizioni, sono compatibili con il Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) ed esenta tali categorie dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione e dall'approvazione di quest'ultima. La bozza di regolamento propone di ampliare la possibilità per gli Stati membri di finanziare diverse tipologie di progetti verdi, come: la riduzione delle emissioni di CO₂, la mobilità sostenibile e le infrastrutture di ricarica; l'introduzione di nuove condizioni verdi che le grandi imprese ad alta intensità energetica devono soddisfare per ricevere aiuti sotto forma di aliquote fiscali ridotte; lo stoccaggio; l'idrogeno e progetti di ristrutturazione degli edifici che ne migliorano il rendimento

energetico; e le comunità energetiche. Contestualmente la Commissione Europea ha avviato una consultazione pubblica con scadenza l'8 dicembre 2021, data entro la quale è stato inviato il contributo del Gruppo Enel. Il documento predisposto commentava positivamente la revisione del GBER ma auspicava un impegno più ambizioso per lo stoccaggio, proponendo di includere tutte le tipologie, e suggeriva di riconoscere flessibilità agli Stati membri per misure a supporto dell'elettrificazione del sistema. Il nuovo regolamento verrà adottato nella seconda metà del 2022. Dal 1° gennaio 2022 si applicano le norme rivedute in materia di aiuti di Stato a favore di importanti progetti di comune interesse europeo (IPCEI). Tale normativa stabilisce i criteri per la valutazione, da parte della Commissione, degli aiuti che gli Stati membri concedono agli IPCEI transfrontalieri che pongono rimedio ai fallimenti del mercato e rendono possibili innovazioni d'avanguardia nei settori di importanza cruciale e investimenti in tecnologie e infrastrutture, con ricadute positive per tutta l'economia dell'UE.

A dicembre 2021 per l'Italia e la Romania, a gennaio 2022 per la Grecia e a marzo 2022 per la Spagna, la Commissione Europea ha approvato la Carta per la concessione degli aiuti a finalità regionale con validità dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2027 nel quadro degli orientamenti riveduti in materia di aiuti di Stato a finalità regionale.

In data 12 maggio 2022 la Commissione Europea ha deciso che eliminerà gradualmente il Quadro di riferimento temporaneo COVID per gli aiuti di Stato, ossia COVID State Aid Temporary Framework (TF COVID), adottato il 19 marzo 2020 e modificato da ultimo il 18 novembre 2021, che copre i fondi e i progetti del PNRR. Il Quadro temporaneo non sarà dunque prorogato oltre l'attuale data di scadenza, prevista per il 30 giugno 2022, per la maggior parte degli strumenti forniti. Tuttavia, gli Stati membri potranno fornire misure specifiche di sostegno agli investimenti e alla solvibilità rispettivamente fino al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2023.

Il Quadro di riferimento temporaneo per gli aiuti in caso di crisi, ossia Temporary Crisis Framework (TF Crisis), approvato dalla Commissione Europea lo scorso 23 marzo 2022, che copre i prezzi di energia elettrica e gas per affrontare le conseguenze dell'attuale crisi geopolitica, rimarrà in vigore fino al 31 dicembre 2022, con possibilità di proroga fino a maggio 2023. Da giugno 2022 la Commissione ha avviato un tavolo con gli Stati membri su una possibile revisione di tale Quadro di riferimento temporaneo.

Tra le consultazioni pubbliche avviate nei primi mesi del 2022, figura la revisione delle linee guida per il settore agricolo e la revisione del regolamento sulla soglia "de minimis".



J₁. Casi aiuti di Stato

Nel corso del primo semestre 2022 abbiamo continuato il monitoraggio dei fondi autorizzati dalla Commissione Europea per i Paesi rilevanti per il Gruppo nell'ambito del TF COVID e del TF Crisis.

Nell'ambito del progetto IPCEI Hydrogen Technology (Carlentini), abbiamo contribuito alla risoluzione della richiesta di informazioni da parte di DG Competition (aiuti market failure) e alla valutazione positiva del progetto affinché ve-

nisse selezionato per la fase di notifica finale a Bruxelles. L'approvazione dell'IPCEI Hydrogen Technology è attesa entro fine luglio 2022. Parallelamente sono stati avviati i lavori per la selezione dei progetti nell'ambito dell'IPCEI Hydrogen Industry.

Dal primo semestre 2022 continua il nostro supporto alla valutazione degli aspetti aiuti di Stato dei progetti prioritari per il Gruppo nell'ambito del PNRR.

Il quadro regolamentare per Linea di Business

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Per l'anno 2022 sono stati ammessi al reintegro dei costi gli impianti di Sulcis, Portoferraio e Assemini.

L'impianto di Porto Empedocle è soggetto a regime di reintegro costi pluriennale fino al 2025; mentre gli impianti ubicati sulle isole minori accedono di diritto alla remunerazione dei costi per tutti gli anni in cui sono dichiarati essenziali, incluso il 2022.

L'ammissione al regime di reintegro dei costi garantisce la copertura dei costi di funzionamento dei suddetti impianti, comprensiva di una quota di remunerazione del capitale investito. Il reintegro dei costi di generazione, al netto dei ricavi conseguiti dagli impianti, è disposto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) attraverso provvedimenti di acconto e il riconoscimento di un saldo finale sulla base di istanze presentate dall'operatore. Per il 2022 la restante parte di capacità essenziale è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi che prevedono l'obbligo, sul MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento), di offerta a salire/scendere a prezzi non superiori/inferiori a valori individuati sulla base di metodologie definite da ARERA a fronte di un premio fisso.

In data 28 giugno 2019 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato, mediante decreto, la disciplina definitiva del meccanismo di remunerazione della capacità (c.d. "capacity market"). In data 6 novembre e 28 novembre 2019 si sono svolte le due aste madri con consegna rispettivamente 2022 e 2023: Enel è risultata assegnataria di capacità per entrambi gli anni di consegna. Alcuni operatori e un'associazione di categoria del settore hanno impugnato il decreto e gli esiti delle due aste dinanzi al TAR Lombardia; due operatori hanno impugnato anche la decisione della Commissione Europea di approvazione del meccanismo

italiano dinanzi al Tribunale UE presso cui il giudizio è al momento pendente. Ad aprile 2021 il TAR Lombardia ha invece sospeso il proprio giudizio in attesa delle pronunce del Tribunale UE avendo ravvisato una questione di pregiudizialità rispetto a tali procedimenti.

Con il decreto del Ministro della Transizione Ecologica (DM MiTE) 28 ottobre 2021 è stata approvata la nuova disciplina del mercato della capacità, da applicare alle aste con consegna dall'anno 2024. In esecuzione del decreto, Terna ha indetto le procedure concorsuali per l'anno 2024 che si sono svolte il 21 febbraio 2022. In tale asta Enel si è aggiudicata sia contratti annuali per circa 10,4 GW di capacità esistente con consegna nel 2024, sia contratti per circa 1,5 GW di capacità nuova con durata di 15 anni dal 2024 al 2038. Ai sensi del decreto, sulla base degli esiti dell'asta 2024, sarà valutata l'indizione dell'eventuale asta per consegna relativa all'anno 2025.

A dicembre 2021 due operatori hanno presentato due ricorsi al TAR Lombardia con i quali impugnano il DM MiTE del 28 ottobre 2021, la Disciplina del Mercato della Capacità del 2021 di Terna e le delibere ARERA che definiscono il quadro per l'esecuzione dell'asta di capacità per il 2024 (ed eventualmente per il 2025). A maggio 2022 le medesime società hanno inoltre impugnato il rendiconto dettagliato degli esiti dell'asta madre per l'anno 2024, pubblicato da Terna.

A marzo 2022 ARERA, con la delibera n. 83/2022/R/eel, è intervenuta d'urgenza per modificare le modalità di calcolo dello strike price del capacity market. La delibera è stata adottata per far fronte all'estrema volatilità dei mercati degli ultimi mesi, introducendo un meccanismo di indicizzazione su base giornaliera delle componenti relative al costo della materia prima gas e degli oneri di emissione incluse nel calcolo dello strike price. La nuova metodologia sostituisce le formule attuali che prevedono un'indicizzazione dello strike price su base mensile. Le modifiche introdotte

hanno efficacia dal 5 marzo 2022 e si applicano fino a successivo provvedimento ARERA.

Con la delibera n. 523/2021/R/eel viene introdotta dal 1° aprile 2022, in attuazione del quadro normativo comunitario, una modifica della disciplina degli sbilanciamenti che estende il meccanismo del “single pricing” per la valorizzazione degli sbilanciamenti di tutte le unità, incluse le abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). La riforma comporta il superamento del meccanismo di prezzo duale, fino a oggi applicato alle unità abilitate al MSD e maggiormente oneroso. Contestualmente, al fine di disincentivare quegli sbilanciamenti che potrebbero determinare un aumento dei costi di sistema, la nuova disciplina estende alle unità abilitate al MSD il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale e rivede la struttura dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

A fine novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo n. 199/2021 recante attuazione della direttiva n. 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili. Tale decreto contiene anche disposizioni sulle configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili, già oggetto in Italia della disciplina sperimentale introdotta dalla legge n. 8/2020 (conversione del decreto legge n. 162/2019 “Milleproroghe”) e dai successivi provvedimenti attuativi (delibera ARERA n. 318/2020/R/eel e decreto ministeriale 16 settembre 2020 del Ministero dello Sviluppo Economico). Il decreto legislativo n. 199/2021 prevede, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto stesso, l'adozione da parte di ARERA di uno o più provvedimenti in cui verranno definite le regole di attuazione e l'aggiornamento da parte del Ministero della Transizione Ecologica dei meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di cui alla disciplina sperimentale. Lo scorso marzo, ARERA ha avviato un procedimento, che si concluderà il 30 settembre 2022, per l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 199/2021 che riguardano autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili. Nelle more dell'adozione dei provvedimenti attuativi da parte del MiTE e di ARERA, continua ad applicarsi quanto previsto in via transitoria dal decreto “Milleproroghe” del 2019.

Il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25, ha introdotto un meccanismo di restituzione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivati tramite conto energia e per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non incentivati ed entrati in esercizio entro gennaio 2010. I produttori devono restituire, per il periodo febbraio-dicembre 2022, la differenza tra il prezzo di mercato, o il prezzo contrattato per la vendita a termine, e un prezzo di riferimento individuato dal medesimo decreto per ciascuna zona di mercato. Le modalità attuative di tale meccanismo sono state individuate da ARERA con la delibera n. 266/2022/R/eel.

Iberia

Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, e Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno

Il 30 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, che approva alcune misure che fanno parte del Piano Nazionale di risposta alle conseguenze della guerra in Ucraina. Nel settore dell'energia, questo regio decreto legge prevede diverse misure, alcune delle quali sono state prorogate fino al 31 dicembre 2022 dal Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno, che adotta e proroga alcune misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica e per il recupero economico e sociale dell'isola di La Palma. Le misure più rilevanti di entrambe le disposizioni in materia di energia sono le seguenti:

- l'obbligo di pagamento che il Regio Decreto Legge 17/2021 del 14 settembre ha stabilito per gli impianti di generazione non emissivi è prorogato fino al 31 dicembre 2022 in misura proporzionale ai presunti maggiori introiti che tali impianti avrebbero ottenuto in seguito all'incorporazione nei prezzi dell'elettricità sul mercato all'ingrosso del valore del prezzo del gas naturale. L'energia coperta da contratti a termine a prezzo fisso prima del 31 marzo 2022 sarà esente dall'applicazione del meccanismo. Nel caso di strumenti di copertura con una durata pari o superiore a un anno e un prezzo fisso, dopo il 31 marzo 2022 essi saranno esclusi se il prezzo fisso è pari o inferiore a 67 €/MWh. Nel caso di contratti bilaterali tra generazione e vendita al dettaglio dello stesso gruppo aziendale, il prezzo di copertura sarà il prezzo che i rivenditori trasferiscono ai consumatori finali e, in questo caso, il prezzo fisso esente sarà determinato aumentando il valore di 67 €/MWh nel margine di commercializzazione medio del settore;
- allo stesso modo, la riduzione dell'imposta speciale sull'elettricità allo 0,5% e la sospensione temporanea dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica sono prorogate fino al 31 dicembre 2022;
- in via straordinaria, entro due mesi dall'entrata in vigore del Regio Decreto Legge 6/2022, un'ordinanza ministeriale aggiornerà i parametri di remunerazione per gli impianti a fonti rinnovabili, di cogenerazione e di rifiuti, tenendo conto dei valori dei prezzi “forward” per la seconda metà del 2021 per i prezzi di mercato e l'anidride carbonica (CO₂). Inoltre, a partire dal 2023 incluso, il meccanismo di aggiustamento per le deviazioni dal prezzo di mercato viene eliminato, al fine di incoraggiare la vendita a termine di energia da parte di questi impianti;
- le riserve strategiche di gas naturale passeranno da 20 giorni di consumo a 27,5 giorni, con una maggiore flessibilità.



Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, che stabilisce temporaneamente un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso

Il 14 maggio 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 10/2022, del 13 maggio, che stabilisce temporaneamente un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione per ridurre il prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso. Questa misura stabilisce un meccanismo di adeguamento dei costi di produzione delle tecnologie marginali per i combustibili fossili, con l'obiettivo di ottenere una riduzione equivalente del prezzo di clearing del mercato all'ingrosso, fino al 31 maggio 2023.

In base a questo meccanismo viene stabilito un aggiustamento basato sulla differenza tra un prezzo di riferimento per il gas consumato dalle centrali termoelettriche (40 €/MWh per sei mesi, aumentando successivamente di 5 €/MWh al mese, fino ad arrivare a 70 €/MWh) e il prezzo spot del gas sul mercato organizzato spagnolo del gas (MIB-GAS). Questo meccanismo sarà applicabile agli impianti a ciclo combinato, a carbone e di cogenerazione non coperti da alcun quadro di remunerazione regolamentato. L'importo dell'aggiustamento sarà distribuito tra quella parte della domanda iberica che ne beneficia direttamente, o perché acquista energia a un prezzo direttamente riferito al valore del mercato all'ingrosso o perché ha firmato o rinnovato un contratto che tiene già conto dell'effetto benefico del meccanismo sui prezzi all'ingrosso. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, le unità di fornitura di accumulo, sia batterie sia pompaggio, così come le unità di fornitura per i servizi di generazione ausiliari, sono escluse dal pagamento del costo del meccanismo.

L'entrata in vigore di questo meccanismo era subordinata all'autorizzazione della Commissione Europea, concessa l'8 giugno 2022, a seguito della quale il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha approvato l'Ordinanza TED/517/2022, dell'8 giugno, che ha stabilito il 14 giugno 2022 come data di inizio dell'applicazione del meccanismo (per il giorno di mercato 15 giugno). In aggiunta, questo regio decreto legge include i seguenti aspetti:

- viene stabilito un mandato per introdurre un riferimento ai prezzi di mercato a termine, incorporando una componente di prezzo basata su un paniere di prodotti (annuale, trimestrale e mensile) e una componente di prezzo di mercato giornaliero e infragiornaliero, in modo che la nuova formula per la determinazione del costo dell'energia PVPC possa iniziare a essere applicata all'inizio del 2023;
- il regime per le strutture rinnovabili, di cogenerazione e per i rifiuti viene modificato per incorporare un paniere di prezzi nella previsione dei prezzi per il futuro che includerà sia il mercato giornaliero sia i riferimenti a termine (annuali, trimestrali e mensili), con pesi diversi.

Proposta di ordinanza che regola le aste per la fornitura di carburante nei territori non peninsulari

Il 27 maggio 2022 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica, in esecuzione della sentenza 1337/2021 della Corte Suprema del 16 novembre 2021, ha avviato l'elaborazione di una proposta di ordinanza che regola le aste per la fornitura di carburante nei sistemi non peninsulari, nonché altri aspetti di natura tecnica.

La proposta stabilisce la procedura per lo svolgimento delle aste dei carburanti, che saranno aste al ribasso basate su prezzi di partenza ottenuti aumentando del 5% i prezzi di riferimento, i quali saranno quelli applicati fino allo svolgimento delle aste e nel caso in cui le aste non si svolgano o siano annullate.

La proposta prevede anche l'utilizzo del gas naturale nelle isole Canarie e a Melilla.

Proposta di decreto per l'indizione di gare d'appalto per la capacità di accesso a determinati nodi della rete di trasmissione

Il 10 giugno 2022 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica ha avviato l'elaborazione di una proposta di ordinanza per l'indizione di una gara d'appalto per la capacità di accesso in alcuni nodi della rete di trasmissione, in conformità con le disposizioni del Regio Decreto 1183/2020, del 29 dicembre, sull'accesso e la connessione alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, per una capacità totale di 5.844 MW.

Regio Decreto 376/2022, del 17 maggio, che regola i criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni di gas serra da biocarburanti, bioliquidi e carburanti da biomassa, nonché il sistema di garanzie di origine dei gas rinnovabili

Il 18 maggio 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto 376/2022, del 17 maggio, che regola i criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni di gas serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa, nonché il sistema di garanzie di origine per i gas rinnovabili.

Europa

Romania

Mercato dell'energia e della capacità

La windfall tax introdotta a novembre 2021 per il periodo novembre 2021 - marzo 2022 che tassa gli extra ricavi dei generatori superiori a 450 RON/MWh è stata prolungata tramite l'Ordinanza Governativa di Emergenza 27/2022 per il periodo aprile 2022 - marzo 2023. La tassa verrà ora applicata sugli utili anziché sui ricavi.

Enel Green Power

Italia

Il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto procedure concorsuali basate su aste al ribasso (selezione dei progetti in base al prezzo) e registri (selezione dei progetti in base a un criterio ambientale), in funzione della capacità installata e per gruppi di tecnologia, compreso il fotovoltaico. In particolare, fino a ottobre 2021, è stato previsto lo svolgimento di sette procedure con:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 1 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Al contrario dei precedenti decreti, il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto una nuova modalità di sostegno alle fonti rinnovabili attraverso contratti per differenza a due vie, che fanno sì che il produttore aggiudicatario restituisca le eventuali differenze positive tra il prezzo zonale e il prezzo aggiudicato.

Al 31 marzo 2022 il costo indicativo medio degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia era di circa 731 milioni di euro. Tale ammontare va confrontato con il tetto di 5,8 miliardi di euro, raggiunto il quale i meccanismi di incentivazione termineranno.

Il 30 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. "Decreto Red II").

Il decreto ha previsto che la capacità non assegnata nelle procedure di gara di cui al decreto ministeriale 4 luglio 2019 venga rimessa all'asta in successive procedure nell'anno 2022, fino alla pubblicazione della nuova programmazione di gare per i successivi cinque anni.

Inoltre, il provvedimento ha confermato i medesimi meccanismi di asta al ribasso per gli impianti di capacità superiore a 1 MW, prevedendo un'eccezione per gli impianti di potenza superiore a 10 MW che potranno accedere al meccanismo pur non avendo completato l'iter autorizzativo.

Gli impianti di capacità inferiore a 1 MW, invece, avranno accesso diretto agli incentivi, con eccezione degli impianti a tecnologia innovativa i quali, invece, potranno accedere attraverso bandi specifici.

Iberia

Nella prima metà del 2021 è stata completata l'elaborazione di tutte le normative per l'accesso e la connessione alle reti per la nuova generazione di energie rinnovabili. Nel dicembre 2020 è stato pubblicato il Regio Decreto 1183/2020 sull'accesso e la connessione alle reti. A gennaio 2021 è stata approvata la Circolare 1/2021 della Commissione Accesso e Concorrenza e a maggio 2021, con la Delibera della Commissione Nazionale Mercati e Concorrenza, sono state stabilite le specifiche di dettaglio per l'accesso alle reti. Fino al 1° luglio 2021 non possono essere avanzate richieste di accesso e connessione alle reti per nuovi progetti di generazione rinnovabile (situazione che si protrae dal luglio 2020). A partire dal 1° luglio la possibilità è riaperta e si gestirà con le nuove regole. Con i nuovi criteri tecnici, in generale, emerge un volume significativo di capacità di accesso alla rete. Vengono incorporate misure efficaci per frenare la speculazione sull'accesso alla rete. La normativa prevede la possibilità di indire bandi di concorso per la concessione della capacità di accesso alla rete sia nei nodi di Just Transition sia nel resto dei nodi di rete, con considerazioni di volta in volta differenti.

Il 26 gennaio 2021 si sono svolte le aste di 3.000 MW di generazione rinnovabile, disciplinate dalla Delibera del 10 dicembre 2020, della Segreteria di Stato per l'Energia. Enel Green Power España si è aggiudicata 50 MW di tecnologia solare fotovoltaica. In totale sono stati aggiudicati all'asta 2.036 MW di energia fotovoltaica e 998 MW di energia eolica.

Nel giugno 2021 è iniziata l'elaborazione di un progetto preliminare di legge il cui obiettivo è quello di ridurre, dall'entrata in vigore della legge, la remunerazione degli impianti di produzione non emettitori di GHG messi in funzione prima dell'entrata in vigore della Legge n. 1/2005 (ETS), in misura proporzionale al maggior reddito ottenuto incorporando il valore dei diritti di emissione per le tecnologie a emissione marginale al prezzo di mercato all'ingrosso.

A novembre 2021 è stata pubblicata un'ordinanza ministeriale che regola le basi per l'Access Capacity Contest nel Fair Transition Hub di Teruel. Per questo motivo è stata chiusa una grande centrale a carbone, di proprietà di Endesa. Nell'asta, per la quale dovrà essere presentata una proposta a gennaio 2022, verranno assegnati 1.200 MW di capacità di accesso alla rete alle migliori proposte di progetti di generazione e stoccaggio da fonti rinnovabili aventi alto impatto tecnico, di maturità, ambientale e socioeconomico.



Il Consiglio dei Ministri del 14 settembre 2021 ha approvato un regio decreto legge che contiene misure di riforma del sistema elettrico per ridurre i rincari della bolletta elettrica al consumatore finale. L'aspetto principale incluso nel regio decreto legge, tra l'altro, è la temporanea riduzione dei ricavi da generazione in considerazione dell'aumento del costo del gas, dall'entrata in vigore e fino al 31 marzo 2022. Nell'ottobre 2021, attraverso il Regio Decreto 23/2021, sono stati qualificati diversi aspetti di tale riduzione, tra cui l'esclusione da quest'ultima dell'energia prodotta dagli impianti di produzione di energia elettrica coperta da alcuni strumenti di copertura che soddisfano determinati caratteristiche. Mensilmente, i produttori devono fare una dichiarazione responsabile su detti contratti. La maggior parte dell'energia prodotta da Endesa è soggetta a contratti a termine.

Il 19 ottobre 2021 si è svolta la seconda asta per la concessione del regime economico delle energie rinnovabili ai sensi dell'Ordinanza TED/1161/2020. L'asta si è conclusa con un prezzo medio ponderato di 31,65 €/MWh per la tecnologia fotovoltaica e di 30,18 €/MWh per l'eolico.

Il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo 2022, comprende diverse misure. Tra queste:

- la creazione di una procedura semplificata e abbreviata per l'elaborazione di alcuni progetti di energia rinnovabile;
- un aggiornamento di alcuni aspetti specifici del regime di remunerazione delle energie rinnovabili definito dal Regio Decreto Legge 413/2014;
- l'estensione del meccanismo di riduzione stabilito nel 2021 e la fissazione di un prezzo di riferimento di 67 €/MWh dal quale sono previste esenzioni per alcuni contratti bilaterali o infragruppo;
- l'obbligo che almeno il 10% degli investimenti dei distributori sia finalizzato alla creazione di nuova capacità di accesso per collegare la generazione rinnovabile.

Il Consiglio dei Ministri del 13 maggio 2022 ha approvato il cosiddetto "Meccanismo iberico per limitare il prezzo del gas e ridurre l'elettricità". Il meccanismo ha una durata di un anno ed è concepito per ridurre il prezzo ai clienti in PVPC. Il meccanismo prevede un compenso regolato dai costi del gas ai generatori termici che devono internalizzare tale compenso e offrire un prezzo inferiore al prezzo di mercato rispetto a quello che offrirebbero se non ci fosse un compenso parziale del prezzo del gas.

Il Regio Decreto Legge 11/2022, pubblicato il 25 giugno 2022, riduce l'imposta sul valore aggiunto sull'energia elettrica e mantiene la riduzione dell'imposta speciale sull'energia elettrica e la sospensione dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica.

Europa

Grecia

Il 27 maggio 2022 il Parlamento greco ha votato la Legge 4936/2022. Il Governo ha introdotto una disposizione per mitigare l'effetto dei prezzi alti dell'elettricità e del gas sui consumatori. A sostegno di ciò, il Ministero dell'Energia ha introdotto un'imposta straordinaria retroattiva sugli extra utili realizzati dai fornitori di energia elettrica e su tutti i produttori di energia elettrica che partecipano al mercato all'ingrosso, esclusi i produttori di rinnovabili nell'ambito dei regimi di sostegno e aiuti di Stato FiT e FiP. Gli importi raccolti saranno destinati a finanziare gli sconti sui consumatori di energia elettrica e gas. La misura straordinaria prevede di tassare gli extra utili tra il 1° ottobre 2021 e il 30 giugno 2022, per un massimo del 90%. L'importo da tassare sarà calcolato mensilmente utilizzando una formula specifica. La RAE, l'autorità di regolazione per l'energia, ha calcolato gli importi per ciascuna società da assoggettare all'imposta straordinaria. Il contributo straordinario sarà versato dai produttori entro tre mesi dalla notifica. È prevista la pubblicazione di una decisione ministeriale comune da parte dei Ministri dell'Energia e dell'Economia che definirà ulteriori dettagli sull'attuazione del meccanismo.

Il 29 giugno 2022 il Parlamento greco ha approvato una serie di misure relative alla semplificazione dei permessi rinnovabili e allo sviluppo dello stoccaggio di energia. L'insieme delle misure comprende anche alcune modifiche normative relative al regime di garanzie di origine (GO) applicato in Grecia dal 2010. Secondo le nuove normative, per ogni GO emessa dal 1° giugno 2022 in poi, l'ente pubblico "GO Registry Operator" sarà il proprietario dell'emissione di GO e potrà trasferirle ad altri enti/partecipanti dopo un processo di asta pianificato. I produttori di rinnovabili che beneficiano di regimi di sostegno di 20 anni hanno avuto la possibilità di registrare la loro capacità nel "registro delle GO" e non sono più consentite loro l'emissione e il trasferimento/la vendita di tali GO ad altri soggetti. I produttori di rinnovabili che non rientrano in alcun regime operativo e operano dal 1° gennaio 2021 rimangono idonei per l'emissione, il trasferimento e la negoziazione delle loro GO.

Romania

Dati i recenti aumenti dei prezzi dell'elettricità e del gas a livello internazionale, il Governo ha deciso di mettere in atto un meccanismo di compensazione in modo che gli attuali prezzi dell'elettricità e del gas naturale per il consumo domestico non aggravino il livello di povertà energetica. Il 29 ottobre 2021 il Governo rumeno ha approvato la Legge 259/2021 che ha introdotto un'extra imposta a un'aliquota dell'80% per il periodo 1° novembre 2021 - 31 marzo 2022, imposta sui "ricavi aggiuntivi" generati dai produttori di

energia elettrica (comprese le unità di produzione rinnovabile ma escluse le unità di produzione termica) come risultato della differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica e 450 RON/MWh (circa 91 €/MWh). A seguito del precedente meccanismo, il Governo ha pubblicato l'Ordinanza Governativa di Emergenza 27/2022 che è stata attivata il 22 marzo 2022, con l'obiettivo di prolungare l'imposizione della windfall tax per il periodo 1° aprile 2022 – 31 marzo 2023 ma includendo comunque qualche miglioramento positivo sulle regole. L'imposta dell'80% sarà ora applicata sugli utili piuttosto che sui ricavi, per le vendite superiori a 450 RON/MWh (91 €/MWh), riducendo così l'onere per i generatori. La nuova imposta non riguarda le unità produttive commissionate dopo l'entrata in vigore della nuova legge.

Russia

Gli impianti rinnovabili nell'ambito del regime di sostegno sono soggetti a sanzioni in caso di ritardo nella data di funzionamento commerciale (COD). Il 20 maggio 2022 il Governo russo ha pubblicato il Decreto 912 che ha annullato le sanzioni che si applicavano a causa del ritardo COD dei progetti DPM (Cfd) RES dal 1° aprile 2022 e fino a 24 mesi.

Nord America

Stati Uniti

Lavoro forzato nella catena di approvvigionamento solare

Nel giugno 2021, in seguito a segnalazioni, la dogana di frontiera degli Stati Uniti ha emesso un "withhold release order" (WRO) sui prodotti a base di silicio realizzati dalla società Hoshine Silicon Industry Co. Ltd (Hoshine) e dalle sue controllate, poiché realizzati mediante lo sfruttamento della forza lavoro. Il WRO limita l'importazione negli Stati Uniti di prodotti in polisilicio realizzate da Hoshine.

L'effetto sull'industria solare statunitense è stato il blocco delle spedizioni di moduli solari fotovoltaici da parte della dogana statunitense, con conseguente ritardo nella consegna delle spedizioni di attrezzature solari ai clienti finali, tra cui Enel.

Tutti i produttori di apparecchiature solari fotovoltaiche hanno dovuto produrre una chiara documentazione della loro catena di fornitura atta a soddisfare le dogane statunitensi, in grado di dimostrare l'origine specifica del silicio di grado metallurgico nei prodotti solari fotovoltaici importati e di provare l'assenza di qualsiasi prodotto Hoshine in qualsiasi parte dei processi di estrazione o di produzione. Il Codice Etico e le procedure aziendali di Enel non consentono lo sfruttamento dei lavoratori da parte di nessun fornitore o subappaltatore del Gruppo. Ciononostante, Enel sta rafforzando i controlli e i requisiti di documenta-

zione, rivedendo la propria catena di approvvigionamento e monitorando l'attuazione del WRO da parte dei funzionari doganali.

In modo autonomo ma collegato, nel dicembre 2021 il Presidente Biden ha firmato la legge "Uyghur Forced Labor Prevention Act" (UFLPA). L'UFLPA richiede alle dogane degli Stati Uniti di applicare una presunzione che le merci "estratte, prodotte o fabbricate in tutto o in parte" nella regione autonoma di Xinjiang Uyghur, siano fatte utilizzando lavoro forzato e, quindi, ne sia vietata l'importazione negli Stati Uniti.

Le merci coperte da questa presunzione non potranno entrare a meno che l'importatore non dimostri di aver:

- pienamente rispettato le linee guida e i regolamenti del Governo;
- risposto in modo completo e sostanziale a tutte le richieste della dogana statunitense; e
- stabilito "con prove chiare e convincenti" che le merci non sono state fatte utilizzando lavoro forzato.

Quella del polisilicio è una delle tre industrie particolarmente attenzionate ai fini dell'applicazione della WRO e questa attenzione si estende alle attrezzature solari fotovoltaiche che potrebbero contenere materie prime estratte nella regione autonoma dello Xinjiang Uyghur.

L'attuazione della legge sarà guidata da un processo di regolamentazione amministrativa in corso dal febbraio 2022 e destinato a concludersi entro giugno 2022.

Il 21 giugno 2022 è entrato in vigore un elemento chiave dell'UFLPA: la presunzione relativa. D'ora in poi, qualsiasi bene estratto, prodotto o fabbricato in tutto o in parte nella Xinjiang Uyghur Autonomous Region (XUAR), o da entità identificate in una nuova Entity List dell'UFLPA, si presumerà che sia stato realizzato con lavoro forzato e ne sarà vietato l'ingresso negli Stati Uniti. Per evitare il blocco della consegna delle merci da parte delle dogane statunitensi, gli importatori dovranno dimostrare se le merci da importare (o i loro componenti) sono state estratte, prodotte o fabbricate nella XUAR e/o se le merci da importare sono state acquistate da un fornitore identificato nella UFLPA Entity List.

L'osservanza dell'UFLPA da parte degli importatori dovrebbe soddisfare quella dell'attuale Withhold Release Order (WRO) che blocca l'importazione di qualsiasi apparecchiatura solare contenente silicio di grado metallurgico prodotto da Hoshine.

Come dichiarato nella Policy sui Diritti Umani di Enel, il Gruppo condanna qualsiasi violazione dei diritti umani e impone lo stesso standard ai suoi partner e fornitori. Il Codice Etico e le procedure aziendali di Enel non permettono quindi lo sfruttamento dei lavoratori da parte di nessun fornitore o subappaltatore del Gruppo.



In particolare, tutte le aziende che intendono partecipare a una gara d'appalto del Gruppo Enel e, quindi, che desiderano entrare a far parte del gruppo di fornitori qualificati dell'azienda, devono riconoscere le politiche aziendali, in particolare quelle relative alla conduzione dei propri affari nel rispetto dei diritti umani riconosciuti a livello internazionale, incluso il divieto dell'uso del lavoro forzato. Questo requisito è incluso nei contratti dell'azienda che i fornitori firmano.

Inoltre, il sistema di qualificazione dei fornitori di Enel assicura un'attenta selezione e valutazione delle aziende che intendono partecipare alle procedure di approvvigionamento. Il sistema valuta il soddisfacimento dei requisiti tecnici, finanziari, legali, ambientali, di salute e sicurezza, di diritti umani e di integrità etica, per garantire il giusto livello di qualità e affidabilità dei contratti assegnati.

Oltre al regolare processo di qualificazione dei fornitori, Enel svolge un'attività di factory assessment, focalizzata sulla valutazione e sul monitoraggio della qualità, della produzione, della gestione dei rischi e della logistica di ogni stabilimento. A partire dal 2021, Enel ha implementato un capitolo sulla sostenibilità della supply chain, che affronta gli aspetti chiave sul lavoro forzato e sulle pratiche etiche.

Enel ha inoltre adottato un approccio ecosistemico, lavorando insieme ad altre utility, ai fornitori e alle associazioni di settore, per promuovere dichiarazioni internazionali di settore volte a garantire il pieno rispetto dei diritti umani. In questo quadro e in uno sforzo globale per assicurare che la catena di fornitura del settore solare sia libera dal lavoro forzato, Enel Green Power North America, con sede negli Stati Uniti, ha sottoscritto il *Solar Industry Forced Labor Prevention Pledge* e si è impegnata a sostenere lo sviluppo di un protocollo di tracciabilità della catena di fornitura da parte della Solar Energy Industries Association. In Europa, Enel Green Power ha anche firmato la dichiarazione pubblica di SolarPower Europe sul lavoro forzato nella regione cinese dello Xinjiang.

A giugno 2022, secondo i media, le autorità doganali statunitensi hanno bloccato alcune importazioni di apparecchiature solari negli Stati Uniti ai sensi dell'UFLPA e hanno richiesto prove documentali che dimostrassero l'origine della quarzite presente nella catena di fornitura delle apparecchiature.

Dazi degli Stati Uniti sulle apparecchiature solari importate

Nel febbraio 2022 l'amministrazione Biden ha annunciato la sua decisione di estendere i dazi applicabili alle importazioni di pannelli solari. La decisione proroga la riscossione dei dazi per altri quattro anni, adottando al contempo una riduzione tariffaria annuale molto marginale; viene ridotto

infatti, ogni anno dello 0,25%, il dazio sui pannelli solari importati. È importante notare che la decisione dell'amministrazione Biden conferma anche l'esclusione dai dazi dei moduli solari bifacciali, che sono il principale tipo di pannelli solari utilizzati da Enel per i suoi progetti utility-scale negli Stati Uniti.

Dazi degli Stati Uniti sui prodotti cinesi importati

Il 2 maggio 2022 il Rappresentante per il Commercio degli Stati Uniti (USTR) ha emesso un provvedimento che ha aperto un dibattito pubblico sui dazi sui prodotti cinesi importati, che tuttavia non riguarda l'eventuale cessazione o estensione dei dazi o l'apertura di un nuovo processo di esclusione. I funzionari dell'amministrazione Biden stanno discutendo come, e se, ridurre alcuni dei dazi imposti dall'ex Presidente Trump alla Cina per contribuire ad alleviare l'inflazione. La concessione delle cosiddette "esclusioni" per alcuni beni di consumo importati è uno degli strumenti a disposizione del Presidente Biden.

Finanziamenti e incentivi federali per l'energia pulita negli Stati Uniti

Nel novembre 2021 il Presidente Biden ha firmato l'Infrastructure Investment and Jobs Act da 1.000 miliardi di dollari, noto anche come legge bipartisan sulle infrastrutture, che sblocca i fondi per nuove spese su strade, ponti, acquedotti, banda larga e altri progetti negli anni fiscali dal 2022 al 2026. La nuova legge contiene anche disposizioni volte a contribuire all'espansione della rete elettrica del Paese e a sostenere le tecnologie energetiche pulite esistenti e nuove. Contiene inoltre disposizioni per sostenere le centrali nucleari e gli impianti idroelettrici esistenti, per ripulire i pozzi orfani e i terreni minerari abbandonati e per facilitare l'accesso ai minerali critici necessari per la produzione di energia pulita. Di potenziale interesse per Enel, nella prima metà del 2022 sono stati annunciati i seguenti programmi:

- infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici: il Dipartimento dell'Energia (DOE) e il Dipartimento dei Trasporti (DOT) degli Stati Uniti, attraverso la Federal Highway Administration, hanno presentato un piano per la creazione di una rete di caricabatterie pubblici per veicoli elettrici lungo le autostrade interstatali per un valore di 5 miliardi di dollari. Il denaro sarà distribuito in cinque anni tra tutti i 50 Stati. Il piano mira a promuovere lo sviluppo delle auto a batteria, assicurando che gli automobilisti abbiano sempre un posto dove collegarsi. Separatamente, il DOT, attraverso la Federal Transit Administration, ha reso noto il suo piano per distribuire 5,3 miliardi di dollari in sovvenzioni alle agenzie di trasporto statali e locali per il "Low or No Emission Vehicle Program". Il "Programma per veicoli a basse o nulle emissioni" sostiene le agenzie di trasporto nell'acquisto o nel leasing di autobus a basse o nulle emissioni e di altri veicoli di trasporto che utilizzano tecnologie come le batterie elettriche;

- scuolabus elettrici: l'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente degli Stati Uniti (EPA) ha pubblicato informazioni sul programma "Scuolabus puliti", che mira a distribuire 5 miliardi di dollari in cinque anni sotto forma di sovvenzioni e sconti agli Stati o agli enti governativi locali, nonché agli appaltatori. Il finanziamento è stato incluso nella legislazione bipartisan sulle infrastrutture dello scorso anno. Tra gli appaltatori ammissibili vi sono enti a scopo di lucro, senza scopo di lucro o no profit in grado di vendere scuolabus puliti, cioè autobus a emissioni zero, infrastrutture di ricarica o di rifornimento o altre attrezzature necessarie per la ricarica, il rifornimento o la manutenzione di scuolabus puliti a emissioni zero; o di organizzare il finanziamento per tale vendita;
- autobus elettrici da transito: l'Amministrazione Federale dei Trasporti (FTA) del DOT degli Stati Uniti ha pubblicato un avviso di opportunità di finanziamento (NOFO) per 1,37 miliardi di dollari per il programma "Sovvenzioni per autobus e strutture per autobus" e il "Programma di sovvenzioni per basse o nulle emissioni". Entrambi sono programmi di sovvenzione che includono l'acquisto o il noleggio di nuovi autobus elettrici per il trasporto pubblico e le relative infrastrutture di ricarica;
- idrogeno pulito: il DOE ha ricevuto 8 miliardi di dollari per sviluppare tra i 6 e i 10 "Clean Hydrogen Hubs" negli Stati Uniti. Ogni hub sarà costituito da una rete di produttori di idrogeno pulito, potenziali consumatori e infrastrutture di collegamento situate nelle immediate vicinanze;
- nucleare a rischio: il DOE ha invitato a presentare offerte per il suo programma di aiuti da 6 miliardi di dollari per prevenire la chiusura prematura delle centrali nucleari in difficoltà finanziarie. La prima tornata di finanziamenti darà priorità agli impianti già destinati alla chiusura, mentre la seconda includerà altri impianti a rischio;
- rafforzamento della rete elettrica ed espansione della trasmissione: il 27 aprile 2022 l'iniziativa "Building a Better Grid" del DOE ha pubblicato una richiesta di informazioni (RFI) per raccogliere contributi pubblici su un programma di sovvenzioni statali da 2,5 miliardi di dollari per rafforzare e modernizzare la rete elettrica americana contro gli incendi, le condizioni meteorologiche estreme e altri disastri naturali aggravati dalla crisi climatica. L'integrazione di risorse energetiche distribuite, come le microgrid e l'accumulo di energia, è specificamente indicata come ammissibile ai finanziamenti. Il 10 maggio 2022 la "Building a Better Grid Initiative" ha pubblicato una RFI per il Transmission Facilitation Program (TFP) da 2,5 miliardi di dollari, un programma di fondi rotativi che fornirà un sostegno federale per superare gli ostacoli finanziari alle nuove linee di trasmissione su larga scala e all'aggiornamento della trasmissione esistente, nonché alla connessione di microgrid in alcuni Stati e territori statunitensi;
- migliorare l'interconnessione della rete elettrica: il 31 maggio 2022 il DOE ha annunciato l'iniziativa "Inter-

connection Innovation e-Xchange", volta a stimolare la crescita dell'energia pulita sviluppando soluzioni per un'interconnessione della rete energetica più rapida, semplice ed equa attraverso dati migliori, lo sviluppo di tabelle di marcia e l'assistenza tecnica.

Il 1° giugno 2022 il Dipartimento degli Interni degli Stati Uniti (DOI) ha annunciato che avrebbe dimezzato l'importo richiesto alle aziende per la costruzione di progetti eolici e solari nelle terre federali, con l'obiettivo di incoraggiare le energie rinnovabili. Enel sta sviluppando progetti eolici e solari nelle terre federali dell'ovest.

Il 2 giugno 2022 il Presidente Biden ha emesso alcune decisioni presidenziali che forniscono al DOE l'autorità di utilizzare il Defense Production Act (DPA) per accelerare la produzione nazionale di cinque tecnologie energetiche chiave:

- solare;
- trasformatori e componenti della rete elettrica;
- pompe di calore;
- isolamento;
- elettrolizzatori, celle a combustibile e metalli del gruppo del platino.

Le determinazioni del DPA fanno parte del piano dell'amministrazione Biden destinato a ridurre i costi energetici per le famiglie, rafforzare la sicurezza nazionale e raggiungere un'indipendenza energetica americana duratura che riduca la domanda di combustibili fossili e sostenga lo sviluppo della produzione di energia rinnovabile.

Requisiti per la segnalazione di incidenti di sicurezza informatica

Nel marzo 2022 il Presidente Biden ha firmato una legge che impone ai proprietari e agli operatori di entità coperte di segnalare gli attacchi informatici alla Cybersecurity and Infrastructure Security Agency (CISA) entro 72 ore. Inoltre, il provvedimento impone alle entità coperte di segnalare i pagamenti di ransomware entro 24 ore. Per "entità coperte" si intendono le entità che fanno parte di un settore di infrastrutture critiche, secondo la definizione della Direttiva presidenziale 21, che identifica 16 settori e designazioni critiche, tra cui l'energia. Nello stesso mese anche la Securities and Exchange Commission (SEC) degli Stati Uniti ha votato a favore delle norme proposte sulla gestione del rischio di cyber security, sulla strategia e sulla divulgazione degli incidenti da parte delle società pubbliche. La norma proposta impone alle società quotate in Borsa di divulgare i principali incidenti di cyber security entro 96 ore. Le norme proposte prevedono inoltre:

- di richiedere alle aziende di fornire aggiornamenti sugli incidenti precedentemente segnalati;
- di obbligare le aziende a divulgare quando "una serie di eventi di cyber security precedentemente non divulgati



e individualmente non rilevanti è diventata rilevante nel complesso”;

- di richiedere alle aziende di delineare le loro politiche di rischio di cyber security nelle relazioni annuali e dire se qualcuno dei loro membri del consiglio di amministrazione ha esperienza di cyber security.

Azioni politiche statali

Nel mese di aprile 2022 il Maryland ha approvato una legge storica sul clima. Il provvedimento aumenta l'obiettivo dello Stato di riduzione delle emissioni di gas serra al 60% rispetto ai livelli del 2006 entro il 2031, rispetto al precedente obiettivo del 40% entro il 2030. Fissa, inoltre, una scadenza al 2045 per il raggiungimento di emissioni nette di gas serra pari a zero in tutta l'economia. La legge crea un nuovo standard di prestazione energetica degli edifici che dovranno comunicare le proprie emissioni a partire dal 2025; entro il 2030 gli edifici dovranno ridurre le emissioni del 20% rispetto ai livelli del 2025. La legge consente l'uso dell'accumulo di energia e l'aggiornamento delle infrastrutture di rete come misure di riduzione delle emissioni, ma solo se si può dimostrare che si otterranno “riduzioni di carbonio verificabili”.

La governatrice di New York Kathy Hochul ha annunciato un accordo che include un piano storico per elettrificare completamente la flotta di autobus scolastici dello Stato. Il piano prevede che tutti i nuovi acquisti di scuolabus siano elettrici a partire dal 2027 e che la flotta dello Stato sia elettrica entro il 2035. Lo Stato fornirà aiuti alle scuole per l'acquisto o il noleggio di autobus elettrici, comprese le infrastrutture di ricarica.

Canada

Standard sui carburanti puliti

Il Canada ha finalmente pubblicato i suoi standard per i carburanti a basse emissioni di carbonio, i “clean fuel standards”, dopo un notevole ritardo rispetto all'inizio della crisi dovuta al COVID. Questa politica era stata annunciata qualche anno fa e i suoi regolamenti sono stati finalizzati per essere lanciati nel 2023. Il Clean Fuel Standard (CFS) è fondamentale per l'impegno del Partito Liberale al governo di ridurre le emissioni di gas serra del 30% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030. Il regolamento proposto è anche una parte fondamentale dell'impegno del Primo Ministro Justin Trudeau di raggiungere le emissioni nette zero entro il 2050.

Il CFS richiede ai fornitori di carburanti liquidi, come benzina, diesel e cherosene, di ridurre gradualmente la quantità di carbonio nei loro prodotti. Per ogni carburante saranno fissati obiettivi di riduzione dell'intensità di carbonio, che inizieranno nel 2022 e aumenteranno ogni anno fino al 2030. Dopo l'entrata in vigore nel 2023, il regolamento richiederà ai fornitori di benzina e gasolio di soddisfare

requisiti sempre più severi per ridurre l'intensità di carbonio nel ciclo di vita dei loro prodotti. Potranno farlo sia riducendo le emissioni dei propri processi di produzione e raffinazione, sia acquistando crediti da produttori di fonti di carburante a più basse emissioni – il che significa che la normativa dovrebbe contribuire a sostenere settori emergenti come i biocarburanti e la ricarica dei veicoli elettrici.

Questa politica avrà un effetto positivo indiretto su diverse Linee di Business di Enel. I grandi emettitori saranno spinti ad adottare le fonti rinnovabili per ridurre le emissioni e anche diverse industrie adotteranno i veicoli elettrici allo stesso scopo. Le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici saranno anche le prime a generare crediti, che potranno essere monetizzati sul mercato.

Ricapitalizzazione dei fondi per la riduzione delle emissioni di carbonio

Nel corso del primo semestre 2022 la maggior parte dei fondi destinati alle azioni di riduzione delle emissioni di carbonio è stata ricapitalizzata. Tra questi vi sono:

- fondo per il transito a basse emissioni di carbonio: del valore di 2,75 miliardi di dollari, offre sostegno agli operatori del trasporto pubblico e degli scuolabus in tutto il Canada che stanno elettrificando le loro flotte. Il fondo per il transito a emissioni zero mantiene l'impegno del Governo federale di contribuire all'acquisto di 5.000 autobus a emissioni zero nei prossimi cinque anni. Questo investimento viene effettuato in coordinamento con l'impegno della Canada Infrastructure Bank di investire 1,5 miliardi di dollari in autobus a zero emissioni nell'ambito del suo piano di crescita triennale;
- programma per l'infrastruttura dei veicoli a emissioni zero (ZEVIP): si tratta di un'iniziativa da 680 milioni di dollari che terminerà nel 2027 e il cui obiettivo è affrontare la mancanza di stazioni di ricarica e rifornimento in Canada, una delle principali barriere all'adozione dei veicoli a emissioni zero, aumentando la disponibilità di opportunità di ricarica localizzate e di rifornimento di idrogeno. Il finanziamento sarà erogato attraverso accordi di contribuzione con condivisione dei costi per progetti ammissibili che concorreranno a soddisfare la crescente domanda di ricarica e rifornimento. Questo fondo rafforza l'obiettivo obbligatorio del Canada di rendere a zero emissioni tutte le nuove autovetture e gli autocarri leggeri entro il 2035, accelerando l'obiettivo precedente del 100% entro il 2040;
- Smart Renewables and Electrification Pathways Program (SREPs): è un programma da 964 milioni di dollari che mette a disposizione 922 milioni di dollari in quattro anni per progetti riguardanti la modernizzazione delle reti elettriche e le energie rinnovabili intelligenti. Questo programma ridurrà in modo significativo le emissioni di gas a effetto serra incoraggiando la sostituzione dell'elettricità generata da combustibili fossili con fonti

rinnovabili in grado di fornire servizi di rete essenziali, sostenendo al contempo l'equa transizione del Canada verso un'economia elettrificata.

Lancio di standard per l'elettricità pulita

Nel marzo 2022 il Governo ha avviato consultazioni per sviluppare lo standard canadese per l'elettricità pulita (CES), e favorire il progresso verso una rete elettrica a zero emissioni entro il 2035. Lavorare sull'elettricità pulita sarà fondamentale anche per raggiungere l'ambizioso e realizzabile obiettivo canadese di riduzione delle emissioni del 40-45% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030 e di emissioni nette zero entro il 2050. Il Canada dispone già di una delle reti elettriche più pulite al mondo, con l'82% dell'elettricità utilizzata che proviene da fonti non emissive.

Lo sviluppo di uno standard per l'elettricità pulita è un processo di collaborazione tra il Governo federale, le province, i territori, i gruppi indigeni, le aziende elettriche, l'industria e i canadesi. Questo approccio inclusivo sostiene la competitività dell'economia fornendo una base chiara alle province e ai territori per pianificare e gestire le proprie reti, continuando a fornire elettricità affidabile ai canadesi e mantenendo accessibili i costi per le famiglie e le imprese.

Africa, Asia e Oceania

India

Nel 2022 il Regolatore dell'energia (CERC) ha pubblicato il nuovo "Deviation Settlement Mechanism and Related Matters" (DSM Regulation 2022) che sostituirà analogha regolamentazione del 2014. Il nuovo regolamento deve ancora entrare in vigore, ma i cambiamenti avranno un impatto negativo per gli Independent Power Producers (IPPs) con impianti

eolici e solari. In effetti, l'immissione in rete di un volume in eccesso rispetto alla generazione dichiarata sarà remunerata solo al 90% della tariffa contrattuale per eccedenze dal 5% al 10%. Nessun pagamento è addirittura previsto per eccedenze superiori al 10%. In base ai regolamenti del 2014 attualmente in vigore, la over injection fino al 15% era remunerata al 100% della tariffa contrattuale. I termini sono peggiori anche per la under injection (generazione inferiore rispetto alla generazione programmata). Viene tollerata una fascia di deviazione più stretta rispetto alla programmazione e si prevedono penalità superiori rispetto ai termini del DSM 2014. In caso di under injection fino al 10%, l'IPP deve rimborsare l'acquirente della differenza secondo la tariffa contrattuale. In caso di under injection superiore al 10% l'IPP, oltre al rimborso alla tariffa contrattuale di cui sopra, pagherà il 10% del prezzo medio dell'energia sul Day Ahead Market moltiplicato per la quantità di under injection.

Australia

Da ottobre 2021 nel National Electricity Market (NEM), il mercato spot dell'elettricità che copre cinque Stati australiani (Queensland, New South Wales, comprensivo dell'Australian Capital Territory, South Australia, Victoria e Tasmania), è stata introdotta la regola del Five Minute Settlement. Questo cambiamento ha portato a un allineamento tra il sistema elettrico fisico – che fa coincidere domanda e offerta di energia elettrica ogni cinque minuti – e il segnale di prezzo fornito dal mercato per quel medesimo lasso di tempo. Prima dell'introduzione di questa regola il settlement avveniva ogni trenta minuti mentre il dispacciamento ogni cinque. Lo scopo del Five Minute Settlement è fornire segnali di prezzo più corretti in modo tale che i generatori, specialmente quelli capaci di dare una risposta in tempi più brevi, come per esempio le batterie, possano indurre a prendere decisioni operative più efficienti.

Infrastrutture e Reti

Italia

La regolazione tariffaria relativa al V periodo (2016-2023) è disciplinata da ARERA con la delibera n. 654/2015/R/eel. Tale periodo ha una durata di otto anni ed è suddiviso in due semiperiodi, di quattro anni ciascuno, identificati come NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023).

Con riferimento al periodo NPR2, ARERA ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi trasmissione, distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati.

La metodologia di determinazione del WACC per il periodo 2022-2027 è stata aggiornata con la delibera n.

614/2021/R/com, stabilendo per la distribuzione e misura elettrica un valore pari al 5,2%. La regolazione prevede un aggiornamento del valore per il periodo 2025-2027, nonché la possibilità di aggiornamento annuale (nel 2023 e nel 2024), qualora alcuni indicatori finanziari dovessero portare a una variazione del WACC di almeno lo 0,5%.

Con la delibera n. 271/2021/R/com, ARERA ha avviato il procedimento volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" denominato ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio). L'applicazione di tali nuove modalità è prevista a partire dal 2024.



Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2021 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2020 (delibera n. 153/2022/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2022, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2021 (delibera n. 193/2022/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022 saranno pubblicate nei primi mesi dell'anno 2023.

Al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, ARERA è intervenuta con le delibere n. 635/2021/R/com, n. 35/2022/R/eel e n. 141/2022/R/com, disponendo l'annullamento per il primo e il secondo trimestre 2022 degli oneri generali di sistema per i clienti domestici e non domestici. La misura è stata resa possibile grazie alle risorse stanziare dal Governo con il decreto legge n. 4/2022 e il decreto legge n. 17/2022.

È in fase di completamento, con delibera attesa entro fine 2022, la regolazione tariffaria dell'energia reattiva prevedendo l'entrata in vigore di corrispettivi per energia reattiva immessa e un aggiornamento dei corrispettivi per energia reattiva prelevata anche per i distributori, con efficacia prevedibile a partire dal 2023.

Riguardo alla qualità del servizio, ARERA, con la delibera n. 646/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione output based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i principi della regolazione per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023). Con la delibera n. 566/2019/R/eel ARERA ha concluso il percorso di aggiornamento del TIQE per il semiperiodo 2020-2023, proponendo strumenti mirati a colmare i divari in termini di qualità del servizio ancora esistenti tra le diverse aree del Paese, tenendo conto delle tempistiche di implementazione degli interventi sulla rete nonché degli effetti dei cambiamenti climatici. Inoltre, con la delibera n. 535/2021/R/eel sono stati determinati da ARERA i premi e le penali in materia di continuità del servizio, funzionalità innovative e meccanismo sperimentale incentivante alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, riferiti all'anno 2020.

Con le delibere n. 212/2021/R/eel e n. 537/2021/R/eel ARERA ha definito i premi per gli interventi per la resilienza conclusi da e-distribuzione negli anni 2019 e 2020 eleggibili al meccanismo premi-penali di cui alla delibera n. 668/2019/R/eel, che aveva introdotto un meccanismo incentivante degli investimenti finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, sotto il profilo della tenuta alle sollecitazioni derivanti da eventi meteorologici estremi.

Con riferimento ai rapporti fra distributori e trader, il 1° gennaio 2021 è entrata in vigore, con delibera n. 261/2020/R/eel, la nuova versione del Codice di Rete del trasporto elet-

trico che, per effetto della riduzione delle tempistiche di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento del venditore, ha ridotto l'esposizione creditizia del distributore. Conseguentemente è stato ridotto l'importo delle garanzie che tutti i venditori devono prestare ai distributori a copertura del servizio di trasporto erogato (passando da un livello di copertura che andava da 3 a 5 mesi di fatturato del trader a un nuovo range compreso fra 2 e 4 mesi).

Con la delibera n. 119/2022/R/eel ARERA ha introdotto per le imprese di distribuzione un meccanismo unico di reintegro, con sessioni annuali, degli Oneri di Sistema (OdS) e Oneri di Rete (OdR) non riscossi dai venditori inadempienti, al fine di unificare ed efficientare i relativi meccanismi preesistenti (regolati rispettivamente dalle delibere n. 50/2018/R/eel e n. 461/2020/R/eel).

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha modificato il decreto ministeriale 11 gennaio 2017 come già modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 maggio 2018. Il testo ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024. Nell'ambito del decreto sono state anche aggiornate le modalità di assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Iberia

Regio Decreto 184/2022, dell'8 marzo, che regola la fornitura di servizi di ricarica energetica per i veicoli elettrici

Il 19 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto 184/2022, dell'8 marzo, che regola la fornitura di servizi di ricarica energetica per i veicoli elettrici. Questo regolamento disciplina i seguenti principali aspetti:

- definisce le due figure giuridiche che possono partecipare all'attività di ricarica ad accesso pubblico o aziendale per le proprie flotte, stabilendone i diritti e gli obblighi: l'operatore dei punti di ricarica, titolare dei diritti di gestione delle stazioni di ricarica e responsabile del loro funzionamento fisico, e la società fornitrice di servizi di mobilità elettrica, un intermediario tra gli operatori e gli utenti di veicoli elettrici che può fornire servizi a valore aggiunto a tali utenti;
- rafforza l'obbligatorietà della ricarica puntuale presso le stazioni di accesso pubblico, eliminando le barriere di natura tecnica o contrattuale;
- inoltre, sia gli operatori sia i fornitori devono inviare le informazioni necessarie al Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica, alle Comunità Autonome e a Ceuta e Melilla, al fine di pubblicare una mappa ufficiale dei punti di ricarica indicando, tra gli altri dati, la loro ubicazione, le caratteristiche e il prezzo della ricarica.

Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, e Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno

Il 30 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, che approva alcune misure che fanno parte del Piano Nazionale di risposta alle conseguenze della guerra in Ucraina. Nel settore dell'energia, questo regio decreto legge prevede diverse misure, alcune delle quali sono state prorogate fino al 31 dicembre 2022 dal Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno, che adotta e proroga alcune misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica e per il recupero economico e sociale dell'isola di La Palma. Le misure più rilevanti di entrambe le disposizioni in campo energetico sono le seguenti:

- sono previste norme specifiche che promuovono lo snellimento delle attività per nuovi impianti rinnovabili o di impianti in fase di realizzazione, per progetti eolici fino a 75 MW e fotovoltaici fino a 150 MW, con linee di connessione inferiori a 15 kW, attraverso procedure semplificate;
- per quanto riguarda le gare di accesso, tra gli altri aspetti, per due anni dalla pubblicazione del regio decreto legge, nei nodi in cui si sono svolte le gare di capacità, il 10% della capacità disponibile riservata sarà rilasciata per gli impianti rinnovabili (collegati alla trasmissione o alla distribuzione) per l'autoconsumo;
- eccezionalmente, per il triennio 2023-2025, i distributori di energia elettrica devono includere nei loro piani di investimento, debitamente identificati, azioni per aumentare la capacità della loro rete per consentire l'evacuazione di energia da fonti rinnovabili e l'autoconsumo, che devono rappresentare un minimo del 10% dell'investimento che ha diritto alla remunerazione a carico del sistema in ogni anno e che devono essere prioritariamente destinate alle aree in cui vi è una mancanza di capacità di accesso per le energie rinnovabili;
- le tariffe di trasmissione e distribuzione sono ridotte dell'80% per i clienti certificati come elettrointensivi tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2022. Inoltre, vengono concessi alcuni aiuti all'industria ad alta intensità di gas.

Europa

Romania

Dall'ottobre 2021 i prezzi all'ingrosso dell'elettricità in Romania sono praticamente triplicati. La necessità da parte dei Distribution System Operators (DSOs) di acquistare l'energia necessaria per coprire i consumi tecnologici delle reti stesse ha comportato un importante disavanzo di cassa e perdite finanziarie, dato che il Regolatore non ha aggiornato nelle tariffe di distribuzione gli importi dedicati alla copertura di questo improvviso aumento di prezzo. A partire dal 1° aprile 2022 le perdite finanziarie derivanti

dall'acquisizione delle perdite di rete durante il 2021 sono recuperate attraverso nuove tariffe (nove mesi in anticipo rispetto al termine previsto nella metodologia tariffaria - anno 2023). Tuttavia, per il 2022 il Regolatore riconosce nelle tariffe di distribuzione un prezzo regolato per l'acquisizione delle perdite di rete che è ancora tre volte inferiore rispetto all'attuale prezzo all'ingrosso dell'elettricità. Come da Ordinanza Governativa di Emergenza 27/2022, le tariffe di distribuzione rimarranno invariate fino al 1° aprile 2023.

America Latina

Brasile

La Legge n. 14.385 del 27 giugno 2022 stabilisce che il Regolatore ANEEL dovrà includere nel processo di aggiornamento tariffario anche il rimborso del credito PIS/COFINS derivante da giudizi conclusi in via definitiva e inappellabile che sono pendenti in merito all'esclusione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) dalla base di calcolo imponibile. Al tempo stesso dovrà applicare una revisione tariffaria straordinaria delle società distributrici che abbiano già avuto una revisione tariffaria precedente all'entrata in vigore della legge in commento. Nel corso del 2022 si aggiorneranno le tariffe di Enel Distribuição Rio de Janeiro ed Enel Distribuição Ceará.

Argentina

Con la pubblicazione della Risoluzione ENRE n. 75/22 in data 26 febbraio 2022 ENRE ha adeguato il quadro tariffario con decorrenza 1° marzo 2022. La presente risoluzione, poi di seguito aggiornata con quelle n. 145/22 e n. 172/22 rispettivamente del 10 maggio 2022 e 1° giugno 2022, ha comportato un incremento tariffario per le società di distribuzione di oltre il 10%.

Colombia

La Commissione di Regolazione dell'Energia e Gas (CREG) definisce la metodologia di remunerazione della rete di distribuzione. Le tariffe di distribuzione si definiscono ogni cinque anni e si aggiornano mensilmente in base all'Indice dei Prezzi al Produttore (IPP).

A febbraio 2022 la CREG ha pubblicato la Risoluzione n. 101.001 del 2022 che permette l'implementazione di un sistema di misurazione avanzata (c.d. "contatori intelligenti" o elettronici) sia per i clienti esistenti sia per quelli nuovi.

Perù

Le principali leggi che regolano il mercato elettrico peruviano sono la legge delle concessioni elettriche (Legge n.



25844) e la legge per assicurare lo sviluppo efficiente della generazione elettrica (Legge n. 28832).

Il processo tariffario ha una durata di quattro anni e quello in vigore attualmente copre il periodo 2018-2022. Il processo tariffario per il periodo 2023-2026 ha iniziato il suo percorso di definizione e approvazione.

Cile

Il settore elettrico cileno è regolato dalla Legge Generale del Servizio Elettrico n. 20.018, contenuta nel decreto n. 1 del 1982 del Ministero delle Miniere, successivamente ag-

Mercati finali

Italia

L'attuale quadro normativo sul superamento della tutela nel settore elettrico (Legge Concorrenza n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge "Attuazione del PNRR" n. 152/2021 convertito in legge n. 233/2021) ha previsto diverse scadenze per la rimozione delle tutele di prezzo: al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, al 1° gennaio 2023 per le microimprese ed entro gennaio 2024 per i clienti domestici. Per quanto riguarda il settore gas, il superamento delle tutele di prezzo è previsto al 1° gennaio 2023 per clienti domestici e condomini.

In riferimento alla fine della tutela per le piccole imprese del settore elettrico (1° gennaio 2021), il 31 dicembre 2020 è stato emanato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico attuativo della Legge Concorrenza che ha delegato l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) a definire le misure di transizione al mercato libero dei clienti, sulla base di alcuni criteri e indirizzi. Con la delibera n. 491/2020/R/eel, ARERA ha istituito un servizio di ultima istanza ("servizio a tutele gradualità") per le piccole imprese senza fornitore, assegnato tramite aste su base territoriale e per una durata di tre anni; è stato previsto anche un limite massimo assegnabile a ciascun operatore pari al 35% dei volumi complessivi messi all'asta.

A marzo 2021 Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale (insieme a Enel Italia) hanno impugnato il decreto ministeriale davanti al TAR Lazio, contestando rispettivamente l'imposizione del tetto antitrust al 35% e la mancata previsione di misure (per es., clausola sociale) per il reintegro dei costi residui di Servizio Elettrico Nazionale a fronte della perdita dei clienti. Sul secondo punto, sempre a marzo 2021, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Italia hanno impugnato anche la delibera n. 491/2020/R/eel con un ricorso pendente dinanzi al TAR Lombardia. Al momento nessuna udienza è stata ancora fissata nell'ambito dei citati ricorsi.

giornata con il decreto n. 4 del 2006 del Ministero dell'Economia e suo corrispondente Regolamento attuativo.

Il processo di determinazione delle tariffe per il periodo 2020-2024 è ancora in corso. Le tariffe applicate per il 2022 sono in coerenza con quelle stabilite con il ciclo tariffario 2016-2020.

In data 23 giugno 2022 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il Procedimento per il riconoscimento del sussidio stabilito dalla Legge n. 21.423, che regola il rateizzo e pagamento di debiti per servizi di acqua potabile ed elettricità che i clienti hanno contratto durante la pandemia da COVID-19 e stabilisce un sussidio ai clienti più bisognosi.

A maggio 2022, con la delibera n. 208/2022/R/eel, ARERA ha definito il meccanismo per l'assegnazione del servizio a tutele gradualità anche per le microimprese prevedendo gare su 12 aree e durata del servizio pari a quattro anni. Il limite al numero di aree aggiudicabili è fissato anche stavolta al 35%.

Con la sentenza n. 18/2021 il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi presentati dalle società Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia annullando la delibera n. 279/2017/R/com. Tale delibera istituiva un meccanismo incentivante per una maggiore diffusione delle bollette in formato elettronico presso i clienti serviti nei regimi di tutela e subordinava, al raggiungimento di determinate soglie, la compensazione per il venditore del differenziale tra sconto riconosciuto ai clienti e costo evitato. ARERA, con la delibera n. 477/2021/R/com, ha modificato conseguentemente la disciplina, con effetti a partire dal 2022, anche relativamente al recupero delle quote inerenti alle annualità pregresse.

Energia elettrica

Con la delibera n. 402/2021/R/eel l'aggiornamento per l'anno 2022 della componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti il servizio di maggior tutela (RCV) e del corrispettivo PCV era stato posticipato al primo trimestre 2022.

Con la delibera n. 146/2022/R/eel ARERA ha aggiornato, con effetto dal 1° aprile 2022 e fino al 31 marzo 2023, la componente RCV, adeguando al contempo i valori in modo da tenere conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto a gennaio 2022. Col medesimo provvedimento sono stati aggiornati anche i livelli del corrispettivo PCV, che rappresenta il prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore elettrico, ARERA disciplina all'art. 18 del TIV (Testo Integrato Vendita) il meccanismo di compensazione degli importi non incassati dagli esercenti il servizio di maggior tutela relativi ai prelievi fraudolenti.

Con la delibera n. 32/2021/R/eel ARERA ha previsto un meccanismo di reintegro della morosità relativo agli oneri generali di sistema versati dalle imprese di vendita del mercato libero e della salvaguardia alle imprese distributrici ma non riscossi dai clienti finali (per la salvaguardia, con riferimento ai soli clienti disalimentabili).

Per i clienti non disalimentabili serviti in salvaguardia, il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili è disciplinato all'art. 44 del TIV.

Gas

Con la delibera n. 147/2022/R/gas sono stati aggiornati, a partire dal 1° aprile 2022, i livelli della componente QVD, la cui valorizzazione ha tenuto conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022. Inoltre, ARERA ha previsto che eventuali aggiornamenti che si rendessero necessari per esigenze che dovessero emergere anche a seguito della rimozione del servizio di tutela gas avvengano entro il mese di marzo 2023.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore gas, agli artt. 31 *quinquies* e 37.1 lettera b) del TIVG (Testo Integrato Vendita Gas) ARERA disciplina specifici meccanismi di reintegrazione per i fornitori del servizio di ultima istanza e del servizio di default su reti di distribuzione.

Iberia

Efficienza energetica

La Legge 18/2014, del 15 ottobre, sulle misure urgenti per la crescita, la competitività e l'efficienza, ha creato il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica. Il provvedimento TED/28/2020, del 23 marzo, stabilisce per Endesa un contributo al suddetto Fondo di 27 milioni di euro corrispondente agli obblighi per l'anno 2020.

Il 23 marzo 2022 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TED/220/2022, del 16 marzo, che stabilisce il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per il 2022, pari a 26 milioni di euro per Endesa.

Bonus Sociale

Il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, che adotta misure urgenti nell'ambito del Piano Nazionale di risposta alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, stabilisce, tra gli altri aspetti, un nuovo meccanismo per il finanziamento del Bonus Sociale, come risultato delle sentenze della Corte Suprema.

In base a questo nuovo meccanismo, il Bonus Sociale sarà coperto da tutti i soggetti del settore elettrico (generazione, trasmissione, distribuzione e commercializzazione, oltre che dai consumatori diretti) in base al fatturato aggregato esente da imposte di ciascuna attività, sulla base del quale sarà fissato un valore di contribuzione unitario per

ciascuna attività. Nel caso in cui il grado di copertura dei contributi sia inferiore del 20% rispetto alle reali esigenze di finanziamento, la Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) può proporre nuovi valori di contribuzione. Il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, fissa temporaneamente questi valori contributivi unitari fino a quando la CNMC non proporrà i valori unitari definitivi per l'anno 2022. Inoltre, si stabilisce che gli importi che sono stati sostenuti dai commercializzatori di riferimento, e riconosciuti nella sentenza, per il finanziamento del Bonus Sociale saranno assunti dai nuovi soggetti obbligati.

Tariffa elettrica 2022

Il 22 dicembre 2021 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 16 dicembre 2021 della CNMC, che stabilisce i valori delle tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica da applicare a partire dal 1° gennaio 2022, con una riduzione media del 5,4% rispetto ai valori del 1° giugno 2021.

Il 30 dicembre 2021 è stata pubblicata sulla BOE l'Ordinanza TED/1484/2021, del 28 dicembre, che stabilisce i prezzi degli oneri del sistema elettrico applicabili a partire dal 1° gennaio 2022 e fissa vari costi regolamentati del sistema elettrico per l'esercizio finanziario 2022. Le nuove tariffe per il 2022 rappresentano una riduzione media di circa il 31% rispetto agli oneri approvati il 1° giugno 2021. Inoltre, il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, ha approvato una riduzione del 36% degli oneri rispetto ai valori in vigore il 1° gennaio 2022.

Tariffa del gas naturale per il 2022

Il 25 dicembre 2021 è stata pubblicata la Delibera del 22 dicembre 2021 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare nel primo trimestre 2022, che, tenendo conto delle disposizioni del Regio Decreto Legge 17/2021, del 14 settembre, fissa un aumento approssimativo del 5,4%, 6,8% e 7,5% rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).

Il 31 marzo 2022 è stata pubblicata la Delibera del 28 marzo 2022 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° aprile 2022, con un aumento approssimativo del 5,9%, del 7,2% e del 7,9%, rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).

Il 29 giugno 2022 è stata pubblicata la Delibera del 27 giugno 2022 della Direzione Generale per la Politica Energetica e le Miniere, che pubblica la Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale da applicare a partire dal 1° luglio 2022, con un aumento approssimativo del 6,4%, del 7,8% e dell'8,4%, rispettivamente per la Tariffa di Ultima Istanza 1 (TUR 1), la Tariffa di Ultima Istanza 2 (TUR 2) e la Tariffa di Ultima Istanza 3 (TUR 3).



Allo stesso modo, il 25 maggio 2022, la CNMC ha pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 19 maggio 2022 che stabilisce i pedaggi di accesso alle reti di trasporto, alle reti locali e alla rigassificazione per l'anno del gas 2023 (dal 1° ottobre 2022 al 30 settembre 2023), con una riduzione media di circa il 13,2%.

Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, e Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno

Il 30 marzo 2022 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) il Regio Decreto Legge 6/2022, del 29 marzo, che approva alcune misure che fanno parte del Piano Nazionale di risposta alle conseguenze della guerra in Ucraina. Nel settore dell'energia, questo regio decreto legge prevede diverse misure, alcune delle quali sono state prorogate fino al 31 dicembre 2021 dal Regio Decreto Legge 11/2022, del 25 giugno, che adotta e proroga alcune misure per rispondere alle conseguenze economiche e sociali della guerra in Ucraina, per affrontare situazioni di vulnerabilità sociale ed economica e per il recupero economico e sociale dell'isola di La Palma. Le misure più rilevanti di entrambe le disposizioni nel settore energetico sono le seguenti:

- la riduzione dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) per i consumatori la cui potenza contrattuale è inferiore o uguale a 10 kW è prorogata fino al 30 giugno 2022;
- in relazione al Bonus Sociale, l'estensione degli sconti del bonus sociale elettrico dal 25% al 60% per i consumatori vulnerabili e dal 40% al 70% per i consumatori gravemente vulnerabili è prorogata fino al 31 dicembre 2022;
- sono stati modificati anche altri aspetti dei criteri per il diritto al Bonus Sociale. In particolare, si stabilisce il rinnovo automatico del Bonus Sociale ogni due anni. Allo stesso modo, sono stati stabiliti nuovi criteri per determinare la categoria di consumatore vulnerabile, che ora si baserà sulla figura del nucleo di convivenza, costituito da quelle persone che vivono insieme nella stessa casa attraverso il matrimonio, l'unione domestica, il secondo grado di consanguineità, affinità, adozione o simili. La soglia di base è fissata a 1,5 volte l'indice dell'Indicatore Pubblico di Reddito a Effetto Multiplo (IPREM) per 14 pagamenti, che sarà aumentato di 0,3 per ogni ulteriore membro adulto e di 0,5 per ogni membro minore del nucleo di convivenza. Anche i beneficiari del reddito minimo vitale sono inclusi nel gruppo dei beneficiari del Bonus Sociale. Le soglie di cui sopra saranno aumentate di un valore pari a 1 in alcuni casi (forte dipendenza, violenza di genere, terrorismo ecc.) e saranno ridotte del 50% per i consumatori gravemente vulnerabili;
- viene istituito un nuovo meccanismo di finanziamento per il Bonus Sociale, al quale contribuiranno tutte le parti del settore elettrico (generazione, trasmissione, distri-

buzione, commercializzazione e consumatori diretti) in base al fatturato aggregato esente da imposte di ciascuna attività (energia acquistata per i consumatori diretti);

- nel bilancio generale dello Stato per il 2022 è previsto un credito di 75 milioni di euro per finanziare l'aumento della copertura del bonus sociale termico;
- è prevista una riduzione del 36% degli oneri di sistema rispetto ai prezzi in vigore dal 1° gennaio 2022;
- in relazione alla Tariffa di Ultima Istanza (TUR) per il gas naturale, il requisito di un aumento massimo del 15% del costo della materia prima è esteso alle revisioni della TUR per il gas corrispondenti al 2022 e fino al primo trimestre del 2023;
- fino al 31 dicembre 2022 sono stati introdotti bonus straordinari di 0,20 €/kg (0,20 €/l) per alcuni prodotti energetici, come benzina, diesel, gas di petrolio liquefatto (GPL), gas naturale liquefatto (GNL), gas naturale compresso (GNC), biometano e biodiesel.

Europa

Romania

L'Ordinanza Governativa di Emergenza (GEO) n. 118/2021, modificata dalla GEO n. 3/2022, ha introdotto un regime di sostegno applicabile dal 1° novembre 2021 fino al 31 marzo 2022. Considerazioni generali:

- nuovi tetti al prezzo dell'elettricità e del gas per consumatori domestici a partire dal 1° febbraio 2022 (elettricità: 0,8 lei/kWh; gas naturale 0,31 lei/kWh);
- lo schema di tetto al prezzo è stato esteso a tutti i clienti business, dal 1° febbraio 2022, con l'eccezione di alcuni grossi clienti industriali che hanno beneficiato del regime di aiuti alla CO₂.

Le Ordinanze Governative di Emergenza n. 27/2022 e n. 42/2022 riguardano un regime di sostegno applicabile dal 1° aprile 2022 fino al 31 marzo 2023. Considerazioni generali:

- principali misure di sostegno: i prezzi finali fatturati avranno un tetto tra aprile 2022 e marzo 2023;
- i fornitori saranno rimborsati dal bilancio dello Stato per i prezzi finali fatturati ai clienti con il tetto, con un valore calcolato come prodotto tra la quantità di elettricità/gas fatturata ai clienti ogni mese durante il periodo di applicazione della GEO e la differenza positiva tra il prezzo medio d'acquisto e la componente di acquisizione, in accordo con i valori calcolati dal Regolatore ANRE.

L'impatto principale di queste misure è il ritardo nel recupero dei costi relativi al tetto ai prezzi applicato tra gennaio 2021 e marzo 2022 e tra aprile 2022 e marzo 2023.





RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

5. Prospettive future







Prevedibile evoluzione della gestione

Il primo semestre 2022 è stato caratterizzato da un contesto macroeconomico estremamente incerto e volatile, risultato della crisi geopolitica in atto e del permanere dell'incertezza legata alla pandemia ancora in corso. Nella prima metà dell'anno in Europa si è assistito all'acuirsi del problema della disponibilità – anche e soprattutto per i prossimi mesi – delle materie prime, con conseguente ulteriore incremento del prezzo dell'energia elettrica e una forte spinta inflazionistica come non si vedeva da decenni. Questo ha contribuito a far sì che le autorità di alcuni Paesi europei proseguissero nell'adozione di politiche di contenimento dei prezzi dell'elettricità per i consumatori finali, con misure in alcuni casi penalizzanti per le società operanti nel settore di generazione e vendita di elettricità.

Nonostante questo contesto fortemente avverso, il Gruppo Enel ha mostrato una notevole resilienza nel semestre, grazie alla sua diversificazione geografica, combinata con un modello di business integrato lungo la catena del valore.

L'azione strategica di Enel prosegue lungo le linee delineate nel Piano Strategico presentato a novembre 2021, che prevede – tra il 2020 e il 2030 – un EBITDA ordinario per il Gruppo in aumento del 5-6% in termini di tasso annuo di crescita composto (CAGR), a fronte di un utile netto ordinario previsto in aumento del 6-7%, sempre in termini di CAGR. Con riferimento invece al periodo di Piano 2022-2024, si prevede che nel 2024 l'EBITDA ordinario di Gruppo raggiunga i 21,0-21,6 miliardi di euro, rispetto ai 19,2 miliardi di euro nel 2021.

L'utile netto ordinario di Gruppo è atteso in crescita a 6,7-6,9 miliardi di euro nel 2024, rispetto ai 5,6 miliardi di euro nel 2021.

La politica dei dividendi di Enel per il periodo 2022-2024 rimane semplice, prevedibile e interessante. È previsto che gli azionisti ricevano un dividendo per azione (DPS) fisso che si prevede cresca del 13% dal 2021 al 2024, fino a raggiungere 0,43 €/azione.

Nella seconda metà del 2022 sono previsti:

- l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili a supporto della crescita industriale e nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione seguite dal Gruppo;
- rilevanti investimenti nelle reti di distribuzione con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità del servizio e aumentare la flessibilità e resilienza delle reti;
- l'incremento degli investimenti dedicati all'elettrificazione dei consumi, con l'obiettivo di valorizzare la crescita della base clienti, nonché al continuo efficientamento, sostenuto dallo sviluppo di piattaforme globali di business.

La guidance fornita ai mercati finanziari in occasione della presentazione del Piano Industriale 2022-2024 a novembre 2021 è confermata: nel 2022 il Gruppo prevede un EBITDA ordinario di 19,0-19,6 miliardi di euro e un utile netto ordinario di 5,6-5,8 miliardi di euro.

Informativa sulle parti correlate

Per la descrizione delle transazioni e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a

quanto illustrato di seguito nella nota 34 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.





BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

6. Bilancio consolidato semestrale abbreviato





Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2022		2021	
		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
Ricavi	7				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni ^{(1) (2)}		66.164	4.934	35.391	2.327
Altri proventi		1.094	22	900	4
[Subtotale]		67.258		36.291	
Costi	8				
Energia elettrica, gas e combustibile ⁽¹⁾		47.209	12.991	17.127	3.641
Servizi e altri materiali ⁽¹⁾		10.251	1.864	8.751	1.525
Costo del personale		2.333		2.766	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti		627		458	
Ammortamenti e altri impairment		3.676		2.890	
Altri costi operativi		2.105	93	1.291	127
Costi per lavori interni capitalizzati		(1.436)		(1.234)	
[Subtotale]		64.765		32.049	
Risultati netti da contratti su commodity ⁽¹⁾	9	1.409	17	205	6
Risultato operativo ⁽²⁾		3.902		4.447	
Proventi finanziari da contratti derivati	10	2.052		1.205	
Altri proventi finanziari ⁽²⁾	11	3.398	103	992	41
Oneri finanziari da contratti derivati	10	1.661		696	
Altri oneri finanziari	11	4.944	24	2.671	17
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	11	135		33	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	62		138	
Risultato prima delle imposte		2.944		3.448	
Imposte	13	991		1.177	
Risultato delle continuing operations		1.953		2.271	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		1.953		2.271	
Quota di interessenza del Gruppo		1.693		1.778	
Quota di interessenza di terzi		260		493	
Risultato netto per azione					
Risultato netto base per azione					
Risultato netto base per azione		0,16		0,17	
Risultato netto base per azione delle continuing operations	14	0,16		0,17	
Risultato netto base per azione delle discontinued operations	14	-		-	
Risultato netto diluito per azione					
Risultato netto diluito per azione		0,16		0,17	
Risultato netto diluito per azione delle continuing operations	14	0,16		0,17	
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operations	14	-		-	

- (1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2022	2021
Risultato netto del periodo		1.953	2.271
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		1.177	430
Variazione del fair value dei costi di hedging		(50)	331
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		35	(117)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		(13)	8
Variazione della riserva di traduzione		2.376	495
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti		314	233
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	28	3.839	1.380
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nel periodo		5.792	3.651
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		5.404	3.062
- di terzi		388	589



Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro		Note			
ATTIVITÀ		al 30.06.2022		al 31.12.2021	
		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	15	89.384		84.572	
Investimenti immobiliari		92		91	
Attività immateriali	16	19.383		18.070	
Avviamento	17	14.298		13.821	
Attività per imposte anticipate	18	12.060		11.034	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	19	650		704	
Derivati finanziari attivi non correnti	20	8.559	3	2.772	14
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	21	736		530	
Altre attività finanziarie non correnti	22	7.111	1.242	5.704	1.120
Altre attività non correnti	23	3.581	118	3.268	119
	[Totale]	155.854		140.566	
Attività correnti					
Rimanenze		4.231		3.109	
Crediti commerciali	24	16.805	1.346	16.076	1.321
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	21	155		121	
Crediti per imposte sul reddito		1.268		530	
Derivati finanziari attivi correnti	20	40.451	32	22.791	32
Altre attività finanziarie correnti	25	8.252	49	8.645	157
Altre attività correnti	23	7.644	160	5.002	123
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		6.506		8.858	
	[Totale]	85.312		65.132	
Attività classificate come possedute per la vendita	27	1.641		1.242	
TOTALE ATTIVITÀ		242.807		206.940	

Milioni di euro	Note		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2022	al 31.12.2021
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale		10.167	10.167
Riserva azioni proprie		(39)	(36)
Altre riserve		5.102	1.721
Utili e perdite accumulati		17.723	17.801
	[Totale]	32.953	29.653
Interessenze di terzi		12.830	12.689
Totale patrimonio netto	28	45.783	42.342
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	26	62.052	54.500
Benefici ai dipendenti	29	2.457	2.724
Fondi rischi e oneri quota non corrente	30	7.023	7.197
Passività per imposte differite	18	11.023	9.259
Derivati finanziari passivi non correnti	20	10.126	3.339
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	21	6.188	6.214
Altre passività finanziarie non correnti		109	120
Altre passività non correnti	31	5.136	4.525
	[Totale]	104.114	87.878
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	26	12.924	13.306
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26	4.727	4.031
Fondi rischi e oneri quota corrente	30	2.024	1.126
Debiti commerciali	31	16.413	16.959
Debiti per imposte sul reddito	31	958	712
Derivati finanziari passivi correnti	20	38.994	24.607
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	21	1.499	1.433
Altre passività finanziarie correnti		803	625
Altre passività correnti	31	13.489	12.959
	[Totale]	91.831	75.758
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	27	1.079	962
Totale passività		197.024	164.598
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		242.807	206.940



Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 28)

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo							
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 1° gennaio 2021	10.167	7.476	(3)	2.386	2.034	2.268	(7.046)	(1.917)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	20	(20)	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(3)	-	-	7	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	-	-	-	-	-	-	-	-
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 nel periodo	-	-	-	-	-	-	550	326
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	550	326
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 giugno 2021	10.167	7.494	(26)	4.600	2.034	2.275	(7.730)	(1.583)
Al 1° gennaio 2022	10.167	7.496	(36)	5.567	2.034	2.313	(8.125)	(2.268)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	(3)	-	-	3	-	-
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	-	-	-	-	-	6	-	-
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	26
Operazioni su non-controlling interest	-	-	-	-	-	-	(41)	(11)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	-	1.768	1.733
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	1.768	1.733
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 30 giugno 2022	10.167	7.496	(39)	5.567	2.034	2.322	(6.398)	(520)

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni di 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
(242)	(1)	(128)	(1.196)	(2.381)	(1.292)	18.200	28.325	14.032	42.357
-	-	-	-	-	-	(1.861)	(1.861)	(882)	(2.743)
-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	-	(8)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(13)	(9)	-	(9)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	2.214	-	2.214
-	-	-	-	-	-	130	130	109	239
-	-	10	-	-	-	-	-	31	31
-	-	-	(140)	-	444	(8)	(922)	(396)	(1.318)
337	8	(119)	182	-	-	1.778	3.062	589	3.651
337	8	(119)	182	-	-	-	1.284	96	1.380
-	-	-	-	-	-	1.778	1.778	493	2.271
95	7	(237)	(1.154)	(2.381)	(848)	18.218	30.931	13.483	44.414
(39)	10	(721)	(1.325)	(2.378)	(843)	17.801	29.653	12.689	42.342
-	-	-	-	-	-	(1.932)	(1.932)	(730)	(2.662)
-	-	-	-	-	-	(43)	(43)	-	(43)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	(15)
-	-	-	-	-	-	-	6	-	6
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	219	219	173	392
1	-	21	-	-	(30)	-	18	(1)	17
5	-	-	(2)	-	(308)	-	(357)	311	(46)
(49)	(13)	28	244	-	-	1.693	5.404	388	5.792
(49)	(13)	28	244	-	-	-	3.711	128	3.839
-	-	-	-	-	-	1.693	1.693	260	1.953
(82)	(3)	(672)	(1.083)	(2.378)	(1.181)	17.723	32.953	12.830	45.783



Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2022	2021
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate
Risultato prima delle imposte		2.944	3.448
Rettifiche per:			
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	8	627	458
Ammortamenti e altri impairment	8	3.676	2.890
(Proventi)/Oneri finanziari ⁽¹⁾	10-11	1.020	1.137
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(62)	(138)
Variazioni del capitale circolante netto:		(4.030)	(2.850)
- rimanenze		(1.113)	(643)
- crediti commerciali		(1.019)	(503)
- debiti commerciali		(835)	(1.294)
- altre attività derivanti da contratti con i clienti		(34)	(14)
- altre passività derivanti da contratti con i clienti		22	(66)
- altre attività e passività ⁽¹⁾		(1.051)	(330)
Accantonamenti ai fondi		1.368	915
Utilizzo fondi		(756)	(601)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		2.445	729
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(3.542)	(1.866)
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(1.583)	(314)
Imposte pagate		(1.213)	(1.158)
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(230)	26
Cash flow da attività operativa (A)		664	2.676
Investimenti in attività materiali non correnti	15	(4.526)	(3.862)
Investimenti in attività immateriali	16	(830)	(657)
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	21	(575)	(355)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(1.238)	(222)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		123	56
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		211	8
Cash flow da attività di investimento (B)		(6.835)	(5.032)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	26	9.268	4.949
Rimborsi di debiti finanziari	26	(2.226)	(2.521)
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	26	(886)	198
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest		15	(1.280)
Emissioni/(Rimborsi) di obbligazioni ibride		-	2.214
Acquisto azioni proprie		(3)	(3)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(2.384)	(2.400)
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride		(43)	(8)
Cash flow da attività di finanziamento (C)		3.741	1.149
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		242	22
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		(2.188)	(1.185)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽²⁾		8.990	6.002
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽³⁾		6.802	4.817

- (1) Ai soli fini comparativi, nel primo semestre 2021, si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione non ha comportato effetti sul cash flow da attività operativa. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.858 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (5.906 milioni di euro al 1° gennaio 2021), "Titoli a breve" pari a 88 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (67 milioni di euro al 1° gennaio 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 44 milioni di euro al 1° gennaio 2022 (29 milioni di euro al 1° gennaio 2021).
- (3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.506 milioni di euro al 30 giugno 2022 (4.721 milioni di euro al 30 giugno 2021), "Titoli a breve" pari a 74 milioni di euro al 30 giugno 2022 (84 milioni di euro al 30 giugno 2021) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 222 milioni di euro al 30 giugno 2022 (12 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Note illustrative

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle utility energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137. Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 comprende le situazioni contabili di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo

in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation (il Gruppo). L'elenco delle società controllate, collegate, joint venture e joint operation incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

Conformità agli IAS/IFRS

Il presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2022 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2022 è stato predisposto ai sensi dell'art. 154 *ter* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal decreto legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022, incluso nella Relazione finanziaria semestrale, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* – IAS e *International Financial Reporting Standards* – IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

In particolare, tale Bilancio è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali ("IAS 34 – Bilanci intermedi") ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto di Conto economico consolidato complessivo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato nonché dalle relative Note illustrative.

Si precisa che il Gruppo Enel adotta il semestre quale periodo intermedio di riferimento ai fini dell'applicazione del citato principio contabile internazionale IAS 34 e della definizione di bilancio intermedio ivi indicata.

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30

giugno 2022 sono gli stessi adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione dei nuovi principi contabili di prima adozione di seguito illustrati.

Per quanto riguarda i principi di futura applicazione si fa riferimento a quanto riportato nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021. In particolare, relativamente all'"IFRS 17 – Insurance Contracts", applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2023 o successivamente, il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla sua applicazione; al momento non sono emersi impatti significativi.

Tale Bilancio consolidato semestrale abbreviato, pertanto, può non comprendere tutte le informazioni richieste dal Bilancio annuale e deve essere letto unitamente al Bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021.

A integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, si riportano di seguito le modifiche ai principi esistenti, rilevanti per il Gruppo Enel, di prima adozione al 1° gennaio 2022.

- "Amendments to IFRS 3 – Reference to the Conceptual Framework", emesso a maggio 2020. Le modifiche intendono aggiornare le definizioni di attività e passività del presente principio affinché si riferiscano a quelle definite nel *Conceptual Framework for Financial Reporting* emesso a marzo 2018 (*Conceptual Framework*⁽¹¹⁾).

Tuttavia, come eccezione, l'acquirente non applica le definizioni di attività e passività del *Conceptual Framework* ma quelle dei principi di riferimento nei seguenti casi:

- accantonamenti o passività potenziali nell'ambito di applicazione dello "IAS 37 – Accantonamenti, passività e attività potenziali";

(11) Il *Conceptual Framework* definisce: a) attività: una risorsa economica attuale controllata dall'entità come risultato di eventi passati. Una risorsa economica è un diritto che ha il potenziale per produrre benefici economici; b) passività: un'obbligazione attuale dell'entità a trasferire una risorsa economica come risultato di eventi passati. Un'obbligazione è un dovere o una responsabilità che l'entità non ha la capacità pratica di evitare.



— tributi nell'ambito di applicazione dell'“IFRIC 21 – Tributi”. Infine, le modifiche chiariscono che alla data di acquisizione l'acquirente non deve rilevare l'attività potenziale acquisita in un'aggregazione aziendale.

La società deve applicare tali modifiche alle aggregazioni aziendali la cui data di acquisizione corrisponde o è successiva al 1° gennaio 2022.

- “*Amendments to IAS 16 – Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*”, emesso a maggio 2020. Le modifiche vietano alle società di dedurre dal costo di un elemento di immobili, impianti e macchinari qualsiasi provento derivante dalla vendita di elementi prodotti prima dell'uso previsto, ossia mentre si porta tale bene nel luogo e nella condizione necessaria perché sia in grado di funzionare nel modo inteso dalla direzione aziendale; infatti, i proventi della vendita di ciascuno di tali elementi, e il relativo costo valutato in base allo “IAS 2 – Rimanenze”, dovranno essere rilevati a Conto economico.

Al fine di una migliore definizione delle linee guida in merito al momento in cui un'attività si può considerare disponibile all'uso, le modifiche chiariscono che, nel verificare il buon funzionamento dell'attività, è necessario valutare se le prestazioni tecniche e fisiche dell'attività sono tali da poter utilizzare la stessa nella produzione o nella fornitura di beni o servizi, per affittarla ad altri o per scopi amministrativi. Per tale motivo, le attività di verifica non sono correlate alla valutazione della performance finanziaria di un'attività come, per esempio, la valutazione del raggiungimento del livello di margine operativo inizialmente previsto dal management.

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. La società deve applicare tali modifiche retroattivamente solo agli elementi di immobili, impianti e macchinari che sono portati nel luogo e nella condizione necessaria perché siano in grado di funzionare nel modo inteso dalla direzione aziendale all'inizio o dopo l'inizio del primo periodo presentato nel bilancio in cui la società applica per la prima volta le modifiche.

- “*Amendments to IAS 37 – Onerous Contracts – Costs of Fulfilling a Contract*”, emesso a maggio 2020. Le modifiche specificano quali costi una società include nella determinazione del costo necessario all'adempimento di un contratto al fine di valutare se lo stesso è oneroso. A tal riguardo, il “costo necessario all'adempimento” del contratto comprende i costi direttamente correlati al contratto che sono costituiti da:
 - i costi incrementali necessari all'adempimento di tale contratto (per es., la manodopera e le materie prime dirette); e
 - la ripartizione di altri costi direttamente correlati

all'adempimento del contratto (per es., la ripartizione della quota di ammortamento di un elemento di immobili, impianti e macchinari utilizzato per l'adempimento di tale contratto e di altri).

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. La società deve applicare tali modifiche a contratti per i quali non ha ancora adempiuto tutti i suoi obblighi all'inizio dell'esercizio in cui applica per la prima volta le modifiche (la data della prima applicazione). La società deve rilevare l'effetto cumulativo della prima applicazione delle modifiche come rettifica del saldo di apertura del patrimonio netto alla data della prima applicazione senza rideterminazione dell'informativa comparativa.

- “*Annual improvements to IFRS Standards 2018–2020*”, emesso a maggio 2020. Il documento apporta principalmente modifiche ai seguenti principi:
 - “*IFRS 1 – Prima Adozione degli International Financial Reporting Standards*”; la modifica semplifica l'applicazione dell'IFRS 1 per una società partecipata (controllata, collegata e joint venture) che diventa neo-utilizzatrice degli IFRS dopo la sua controllante/partecipante. In particolare, l'IFRS 1 prevede già un'esenzione nel caso in cui non fossero effettuate rettifiche dovute al metodo di consolidamento e agli effetti dell'aggregazione aziendale nella quale la controllante ha acquisito la controllata, in base alla quale la controllata che adotta per la prima volta gli IFRS dopo la sua controllante può valutare, nel proprio bilancio, le attività e passività ai valori contabili che sarebbero iscritti nel bilancio consolidato della controllante, alla data di passaggio agli IFRS da parte di tale controllante. Al riguardo, lo IASB ha deciso di estendere l'esenzione volontaria prevista dall'IFRS 1 alle differenze cumulative di conversione per tutte le gestioni estere specificando che la partecipata può scegliere, nel proprio bilancio, di valutare le differenze cumulative di conversione al valore contabile che sarebbe iscritto nel bilancio consolidato della controllante/partecipante, alla data di passaggio agli IFRS da parte di tale controllante/partecipante;
 - “*IFRS 9 – Strumenti Finanziari*”; la modifica chiarisce quali sono le commissioni da includere nel test del “10 per cento” nel valutare se eliminare contabilmente una passività finanziaria che è stata modificata o scambiata, ovvero nel determinare se i termini di una passività finanziaria nuova o modificata siano sostanzialmente difformi dai termini di quella originaria⁽¹²⁾. Al riguardo, la modifica specifica che nel determinare le commissioni pagate al netto delle commissioni ricevute il debitore include soltanto le commissioni pa-

(12) Ai sensi dell'IFRS 9, i suddetti termini sono considerati sostanzialmente difformi se il valore attualizzato dei flussi finanziari secondo i nuovi termini, inclusa qualsiasi commissione pagata al netto di qualsiasi commissione ricevuta e attualizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo originario, si scosta come minimo del 10 per cento dal valore attualizzato dei restanti flussi finanziari della passività finanziaria originaria.

gate o ricevute tra il debitore e il creditore, comprese quelle pagate o ricevute per conto dell'altra parte.

La modifica è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. La società deve applicare tali previsioni in modo prospettico alle passività finanziarie che sono modificate o scambiate all'inizio dell'esercizio in cui la società applica per la prima volta la modifica;

- “IFRS 16 – Leasing”; lo IASB ha modificato l’Esempio Illustrativo 13 che accompagna l’IFRS 16 – Leasing. In particolare, la modifica rimuove l’illustrazione del rimborso da parte del locatore relativa alle migliorie su beni di terzi al fine di risolvere possibili confusioni in merito al trattamento degli incentivi al leasing nell’applicazione del presente principio; infatti, l’esempio non spiegava in modo sufficientemente chiaro se un rimborso per le migliorie su beni di terzi potesse soddisfare la definizione di incentivo al leasing;

- “IAS 41 – Agricoltura”; la modifica rimuove la disposizione per le società di escludere i flussi finanziari dovuti all’imposizione fiscale nella valutazione del fair value delle attività nell’ambito di applicazione dello IAS 41, allineando così i requisiti del presente principio sulla valutazione del fair value con quelli dell’IFRS 13 – Fair Value Measurement. Pertanto, in base a specifici fatti e circostanze, quando si applica la tecnica del valore attuale, il fair value potrebbe essere valutato attualizzando i flussi finanziari al netto delle imposte utilizzando un tasso di sconto al netto delle imposte o i flussi finanziari al lordo delle imposte a un tasso coerente con tali flussi finanziari.

L’applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

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 giugno 2022.

2. Principali variazioni area di consolidamento

L’area di consolidamento al 30 giugno 2022, rispetto a quella del 30 giugno 2021 e del 31 dicembre 2021, ha

subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

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 acquisito 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 si è completato a dicembre 2021 e sostanzialmente



conferma il valore contabile delle attività nette acquisite, successivamente a un adeguamento di valore di circa 9 milioni di euro.

- 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.
- Nel mese di settembre è stato completato il processo di Purchase Price Allocation della società Viva Labs AS, acquisita in data 17 settembre 2020 da Enel X International, a seguito del quale sono stati confermati i valori contabili rilevati alla data di acquisizione.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento si segnalano nel corso del 2021 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 Améric-

as, 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;

- in data 24 novembre la società Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd ha ceduto una quota delle partecipazioni detenute nelle società Oyster Bay Wind Farm, Garob Wind Farm, Aced Renewables Hidden Valley e Soetwater Wind Farm per un corrispettivo totale di 340 milioni di ZAR corrispondenti a circa 19 milioni di euro. A seguito dell'operazione l'interessenza del Gruppo nelle suddette società è passata dal 60% al 55%;
- in data 3 dicembre Enel SpA ha perfezionato la cessione dell'intera partecipazione detenuta in Open Fiber SpA, pari al 50% del capitale sociale, in favore di Macquarie Asset Management e di CDP Equity SpA, per un corrispettivo complessivo di circa 2.733 milioni di euro. La plusvalenza su base consolidata realizzata dal Gruppo è stata di circa 1.763 milioni di euro.

2022

- In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a circa 1.265 milioni di euro; nel corso del primo semestre è stata effettuata una allocazione provvisoria di parte del goodwill.
- In data 17 febbraio 2022 Enel Green Power España ha acquisito il 100% di Stonewood Desarrollos SLU per un corrispettivo di circa 14 milioni di euro corrispondenti alle licenze acquisite per lo sviluppo e la costruzione di pro-

getti in impianti fotovoltaici; l'acquisizione non ha avuto impatti a Conto economico.

- In data 3 marzo 2022 Enel X Germany ha ceduto l'intera quota detenuta nelle società Cremzow KG e Cremzow Verwaltungs per un corrispettivo di circa 12 milioni di euro.
- In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei progetti in Sudafrica, per un corrispettivo di circa 108 milioni di euro interamente incassato.

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:

- in data 1° marzo 2022 è stata perfezionata la fusione per incorporazione tra le società Emgesa SA ESP (incorporante), Codensa SA ESP, Enel Green Power Colombia SAS

ESP ed ESSA 2 (incorporate). La nuova ragione sociale delle società incorporate è Enel Colombia SA ESP. A seguito dell'operazione la percentuale di possesso del Gruppo in Emgesa SA ESP (ora Enel Colombia SA ESP) è passata dal 39,89% al 47,18% circa;

- in data 24 marzo 2022 Enel X International Srl ha finalizzato l'accordo con una holding controllata da Sixth Cinven Fund e con una holding controllata da Seventh Cinven tramite cui ha acquisito in via indiretta il 79,4% circa del

capitale sociale di Ufinet Latam SLU (per un corrispettivo pari a 1.320 milioni di euro) e ha contestualmente venduto l'80,5% del capitale sociale della stessa società a Seventh Cinven Fund (per un importo pari a 1.186 milioni di euro). Enel X International ha inoltre ricevuto da Ufinet circa 207 milioni di euro a titolo di distribuzione di riserve disponibili. Di conseguenza, Enel X International detiene ora una partecipazione indiretta del 19,5% nel capitale di Ufinet, che in precedenza deteneva per il 20,6%. L'operazione ha generato un flusso netto di cassa positivo di circa 73 milioni di euro e un impatto positivo sui risultati operativi di circa 220 milioni di euro;

- in data 15 giugno 2022 la società Enel Kansas LLC ha ceduto il 50% della partecipazione detenuta nella società

Rocky Caney Holdings LLC per un corrispettivo di circa 34 milioni di euro; a seguito dell'operazione la percentuale di possesso di Enel Kansas LLC in Rocky Caney Holdings LLC è passata dal 20% al 10%; l'operazione ha comportato a Conto economico una plusvalenza di circa 7 milioni di euro;

- in data 16 giugno 2022 la società EGPNA REP Holdings LLC ha ceduto il 50% della partecipazione detenuta nella società EGPNA Renewable Energy Partners LLC per un corrispettivo di circa 60 milioni di euro; a seguito dell'operazione EGPNA REP Holdings LLC detiene ora il 10% della partecipazione in EGPNA Renewable Energy Partners LLC; l'operazione ha comportato a Conto economico una minusvalenza di circa 7 milioni di euro.

Acquisizione di ERG Hydro Srl

In data 3 gennaio 2022 Enel Produzione SpA ha acquisito il 100% di ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl), titolare di impianti di produzione con una capacità installata di circa 527 MW e una produzione annua di circa 1,5 TWh, per un corrispettivo pari a circa 1.265 milioni di euro.

Nel primo semestre 2022 è stata effettuata una allocazione provvisoria di parte del goodwill derivante dall'acquisizione; il Gruppo procederà all'identificazione definitiva del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

Milioni di euro	Valori rilevati al 3 gennaio 2022	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 30 giugno 2022
Attività non correnti	625	346	971
Attività correnti	163	-	163
Passività non correnti	(39)	(93)	(132)
Passività correnti	(69)	-	(69)
Attività nette acquisite	680	253	933
Costo dell'acquisizione	1.265	-	1.265
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>1.265</i>		
Avviamento	585	(253)	332

Cessione Ufinet

In data 24 marzo 2022 Enel X International Srl ha ceduto una quota pari all'1,1% della partecipazione in Ufinet.

Di seguito gli effetti economici e finanziari dell'operazione.

Milioni di euro	
Corrispettivo acquisto 79,4% per esercizio della call option a Sixth Cinven Fund	(1.320)
Distribuzione riserve da Ufinet	207
Prezzo cessione 80,5% a Seventh Cinven Fund	1.186
Flusso netto di cassa dell'operazione	73
Valore contabile della quota ceduta (1,1%)	(6)
Rilascio della riserva OCI	(24)
Plusvalenza netta relativa alla cessione	43
Rivalutazione al fair value della partecipazione già detenuta (19,5%)	177
Impatto economico complessivo	220



A seguito dell'operazione, la partecipazione residua in Ufinet è stata classificata tra le altre partecipazioni valutate al

fair value through OCI mentre in precedenza era valutata con il metodo del patrimonio netto.

Cessione EGP Matimba NewCo 1

In data 30 giugno 2022 Enel Green Power SpA ha ceduto alla società Al Rayyan Holding LLC (controllata da Qatar Investment Authority) il 50% della partecipazione detenuta

nella società EGP Matimba NewCo 1 Srl, titolare indirettamente di sei progetti in Sudafrica, per un corrispettivo di circa 108 milioni di euro interamente incassato.

Milioni di euro	
Attività destinate alla vendita	1.157
Passività destinate alla vendita	(952)
Attività nette destinate alla vendita	205
Altre attività nette	17
Totale attività nette oggetto di cessione con perdita di controllo	222
Quota ceduta	111
Prezzo di cessione	108
Plusvalenza/(Minusvalenza) da cessione	(3)

A seguito dell'operazione, la partecipazione residua in EGP Matimba 1 e nelle sue controllate è stata classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e il suo valore è stato rimisurato al fair value con un impac-

to negativo a Conto economico di circa 3 milioni di euro. A valle di tale rimisurazione il valore della partecipazione residua è pari a 108 milioni di euro.

3. Informativa relativa agli impatti del conflitto tra Russia e Ucraina e alle attività gestite in Russia

Impatti sulla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2022 derivanti dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia

Nel primo semestre 2022 il Gruppo Enel ha monitorato costantemente i riflessi della crisi internazionale sulle proprie attività di business in Russia (in particolare, in termini di approvvigionamento dei materiali, dei servizi e della manodopera), valutando anche l'evoluzione delle variabili di mercato (per es., tassi di cambio, tassi di interesse); il Gruppo Enel ha tenuto conto anche degli sviluppi connessi alle contro-sanzioni previste dalla Russia aventi per oggetto gli investimenti detenuti nel Paese.

Inoltre, il Gruppo Enel ha effettuato le analisi volte alla valutazione degli impatti indiretti della guerra in Ucraina sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica nei principali Paesi dell'Eurozona in cui è presente, con particolare riferimento alla minore disponibilità di approvvigionamento di materie prime dalle aree interessate dal conflitto e all'incremento generalizzato dei prezzi delle commodity.

Il Gruppo Enel non ha contratti di approvvigionamento gas

(pipeline e LNG) con la Russia.

In Italia, a livello normativo e regolatorio, si stanno in ogni caso valutando le misure per ridurre il fabbisogno di gas e per contenerne la volatilità di prezzo sui mercati di riferimento.

Particolare attenzione viene altresì prestata agli impatti della guerra sulle attività in Slovacchia, dove il Gruppo Enel è presente con la società a controllo congiunto Slovenské elektrárne AS (SE), di cui Enel SpA detiene indirettamente il 33% del capitale, operante nella generazione di energia elettrica da fonte nucleare, termica e idroelettrica con una capacità installata di 4 GW. Con riferimento agli impianti nucleari, sussistono correlazioni con la Russia in termini di attività tecnico-operative (fornitura del combustibile nucleare e della tecnologia) e di investimenti (fornitori russi coinvolti nella costruzione dell'impianto MO3/4, al momento non interessati dalle sanzioni).

In considerazione delle diverse raccomandazioni degli or-

ganismi di vigilanza nazionali e sovranazionali⁽¹³⁾ sul tema e in uno scenario in continua evoluzione, caratterizzato da una notevole incertezza regolatoria e da un contesto di prezzi elevati e volatili, è attivo da parte del Gruppo Enel un monitoraggio costante delle variabili macroeconomiche e di business, che consente di effettuare la migliore stima dei

potenziali impatti connessi ai cambi regolatori, alle sanzioni e alle restrizioni sugli asset detenuti, nonché sui fornitori e sui contratti applicabili al Gruppo Enel.

Si segnala a tale riguardo che, non sono emersi impatti significativi legati al conflitto russo-ucraino al 30 giugno 2022.

Enel cede l'intera partecipazione del 56,43% detenuta in PJSC Enel Russia

In data 16 giugno 2022 Enel SpA ha firmato due distinti accordi, rispettivamente, con PJSC Lukoil e con il Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" per la cessione dell'intera partecipazione detenuta in PJSC Enel Russia, pari al 56,43% del capitale sociale di quest'ultima, per un corrispettivo totale pari a circa 137 milioni di euro che sarà corrisposto al closing.

Il perfezionamento dell'operazione di cessione è previsto entro il terzo trimestre 2022 anche a seguito dell'avveramento di talune condizioni sospensive alle quali questo è subordinato, tra cui il rilascio dell'autorizzazione da parte della Commissione governativa russa per il monitoraggio degli investimenti esteri e del Servizio federale antimonopolio russo.

Si segnala che nel frattempo, al fine di ridurre il rischio per Enel SpA che deriva dalla disciplina applicabile dell'Unione Europea, degli Stati Uniti d'America e della Russia in materia di sanzioni e di contro-sanzioni russe, sono già state adottate o promosse alcune misure che hanno comportato la cessazione della direzione e coordinamento di Enel SpA nei confronti di Enel Russia. Tali misure includono: (i) la designazione da parte di Enel di soli amministratori indipendenti, di nazionalità russa, in occasione del recente rinnovo del consiglio di amministrazione della società; (ii) la nomina di un nuovo direttore generale, sempre di nazionalità russa, che riporta esclusivamente al consiglio di amministrazione; (iii) la cessazione, ove possibile, dei contratti infragruppo; (iv) la modifica della struttura organizzativa del Gruppo Enel al fine di interrompere il riporto gerarchico delle funzioni di staff o di business di Enel Russia rispetto a quelle di Enel; (v) la conseguente interruzione di qualsiasi flusso di reporting tra Enel SpA ed Enel Russia.

Per effetto delle misure sopra descritte, Enel non esercita più attività di direzione e coordinamento su Enel Russia dal

momento della nomina del nuovo consiglio di amministrazione avvenuta nel corso dell'assemblea generale tenutasi il 7 giugno 2022, pur continuando a mantenere, al 30 giugno 2022, il controllo da un punto di vista contabile sulla società in conformità all'"IFRS 10 - Bilancio consolidato".

A tale riguardo si segnala che, tenuto conto dello stato di avanzamento delle attività necessarie al perfezionamento dell'operazione di cessione, ai fini del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 le attività e passività relative a Enel Russia sono state classificate come possedute per la vendita, in linea con le disposizioni dell'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate".

A tale proposito, il valore delle attività nette riferite a Enel Russia è stato adeguato al previsto prezzo di cessione (137 milioni di euro) con la rilevazione di una svalutazione pari a 527 milioni di euro. Si precisa che la posizione finanziaria netta del gruppo in dismissione al 30 giugno 2022 ammonta a 493 milioni di euro.

Si segnala che, al perfezionamento dell'operazione di cessione, verrà rilevato un ulteriore impatto negativo a Conto economico di circa 1 miliardo di euro (al 30 giugno 2022), principalmente dovuto al rilascio della riserva di conversione cambi.

Si evidenzia, inoltre, che il Gruppo Enel continuerà a detenere in Russia le seguenti partecipazioni:

- Enel Green Power Rus LLC (partecipata indiretta di Enel SpA al 100%), società che presta servizi allo sviluppo di progetti rinnovabili e che detiene partecipazioni totalitarie in quattro società di generazione da fonti rinnovabili;
- Enel X Rus LLC (partecipata indiretta di Enel SpA al 99%);
- una partecipazione, pari al 49,5%, in una società a controllo congiunto (Rusenergosbyt LLC) operante nella Li-nea di Business Mercati finali.

(13) ESMA Public statements n. 71-99-1864 del 14 marzo 2022 e n. 32-63-1277 del 13 maggio 2022; Richiami di Attenzione CONSOB contenuti nei notiziari settimanali 9-14 marzo 2022 e 10-21 marzo 2022, n. 3/22 del 19 maggio 2022.



4. COVID-19

In linea con le raccomandazioni dell'ESMA, contenute nei public statements⁽¹⁴⁾ 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 nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 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 giugno 2022. A tale riguardo, si evidenzia che i dati consuntivati nel primo semestre 2022 non risentono in modo significativo degli effetti della pandemia da COVID-19. In particolare, le variazioni dei ricavi e dei crediti non evidenziano, nei semestri 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 per effetto della pandemia da COVID-19 meritevoli di approfondimento rispetto al 31 dicembre 2021.

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

Riclassifica relativa ai contratti di commodity con consegna fisica

Al fine di migliorare la rappresentazione dei contratti stipulati per l'acquisto o la vendita di commodity con consegna fisica (che non si qualificano per l'"own use exemption") misurati al fair value a Conto economico (nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9), il Gruppo ha modificato la loro presentazione nel Bilancio consolidato nel terzo trimestre 2021.

In particolare, nel primo semestre 2021:

- i risultati non realizzati delle variazioni di fair value dei contratti di vendita di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio erano presentati nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni";
- i risultati non realizzati delle variazioni di fair value dei contratti di acquisto di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio erano presentati nelle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali".

Invece, secondo la nuova modalità di rappresentazione, nel primo semestre 2022 i risultati non realizzati delle variazioni di fair value dei contratti di acquisto o vendita di commodity energetiche ancora in essere alla data di riferimento del bilancio sono rilevati su base netta nella voce "Risultati netti da contratti su commodity".

Tale modalità 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 al primo semestre 2021, senza impatti né sul risultato netto né sul patrimonio netto.

Riclassifica della rimisurazione al fair value delle attività in concessione (IFRIC 12) in Brasile

Per una migliore rappresentazione, la componente economica relativa alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse a servizi in concessione rientranti

nell'ambito applicativo dell'IFRIC 12 in Brasile, a partire dal quarto trimestre 2021, è stata riclassificata dai proventi finanziari ai ricavi da contratti con i clienti (IFRS 15) dal mo-

(14) 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.

mento che si riferisce alla rimisurazione al fair value di asset contrattuali. Per una migliore comparabilità dei dati si è reso necessario effettuare la ripresentazione ai soli fini comparativi dei saldi economici riferiti al primo semestre 2021.

Tutto ciò premesso, di seguito si riportano le riclassifiche effettuate sui costi, sui ricavi, sui risultati netti da contratti su commodity e sui proventi finanziari per la rideterminazione dei dati comparativi con riferimento al primo semestre 2021.

Impatti sul Conto economico

Millioni di euro	Note	1° semestre			
		2021	Effetto riclassifica della rimisurazione al fair value delle attività finanziarie in concessione rientranti nell'ambito IFRIC 12 in Brasile	Effetto riclassifica dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica IFRS 9	2021 restated
Ricavi	7				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		28.953	76	6.362	35.391
Altri proventi		900	-	-	900
	[Subtotale]	29.853	76	6.362	36.291
Costi	8				
Energia elettrica, gas e combustibile		11.968	-	5.159	17.127
Servizi e altri materiali		8.399	-	352	8.751
Costo del personale		2.766	-	-	2.766
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti		458	-	-	458
Ammortamenti e altri impairment		2.890	-	-	2.890
Altri costi operativi		1.291	-	-	1.291
Costi per lavori interni capitalizzati		(1.234)	-	-	(1.234)
	[Subtotale]	26.538	-	5.511	32.049
Risultati netti da contratti su commodity	9	1.056	-	(851)	205
Risultato operativo		4.371	76	-	4.447
Proventi finanziari da contratti derivati	10	1.205	-	-	1.205
Altri proventi finanziari	11	1.068	(76)	-	992
Oneri finanziari da contratti derivati	10	696	-	-	696
Altri oneri finanziari	11	2.671	-	-	2.671
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	11	33	-	-	33
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	138	-	-	138
Risultato prima delle imposte		3.448	-	-	3.448
Imposte	13	1.177	-	-	1.177
Risultato delle continuing operations		2.271	-	-	2.271
Risultato delle discontinued operations		-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		2.271	-	-	2.271
Quota di interessenza del Gruppo		1.778	-	-	1.778
Quota di interessenza di terzi		493	-	-	493
Risultato netto per azione					
Risultato netto base per azione					
Risultato netto base per azione		0,17			0,17
Risultato netto base per azione delle continuing operations	14	0,17			0,17
Risultato netto base per azione delle discontinued operations	14	-			-
Risultato netto diluito per azione					
Risultato netto diluito per azione		0,17			0,17
Risultato netto diluito per azione delle continuing operations	14	0,17			0,17
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operations	14	-			-

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle Note illustrative al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 sono omogenei e confrontabili tra di loro.

Inoltre, nel corso dell'anno corrente, sono stati rideterminati i dati al 30 giugno 2021 relativi alla Linea di Business Enel

X per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro". Tale modifica ha interessato l'informativa settoriale, ma non ha prodotto alcuna variazione dei dati complessivi riferiti al Gruppo, sebbene all'interno delle diverse Linee di Business siano state effettuate alcune riclassifiche di valori.

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 semestrale 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 del primo semestre 2022, è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i

proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

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

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo alla data del 31 dicembre 2018 fino al 30 giugno 2022:

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 31 dicembre 2021	49,73%
Dal 1° gennaio 2022 al 30 giugno 2022	36,88%

Nel corso del primo semestre 2022 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di proventi finanziari netti da iperinflazione (al lordo delle imposte) per 135 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 30 giugno 2022 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del primo semestre 2022, differenziando quanto afferente alla rivalu-

tazione 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 31.12.2021	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 30.06.2022
Totale attività	1.366	598	(202)	1.762
Totale passività	346	46	(67)	325
Patrimonio netto	1.020	552 ⁽¹⁾	(135)	1.437

(1) Il dato include il risultato netto del primo semestre 2022 positivo per 160 milioni di euro.

Milioni di euro

1° semestre 2022

	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	59	(30)	29
Costi	98 ⁽¹⁾	(30) ⁽²⁾	68
Risultato operativo	(39)	-	(39)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	11	7	18
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	135	-	135
Risultato prima delle imposte	107	7	114
Imposte	(53)	(2)	(55)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	160	9	169
Quota di interessenza del Gruppo	107	9	116
Quota di interessenza di terzi	53	-	53

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 46 milioni di euro.

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



6. Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per Linea di Business e Area Geografica è effettuata in base

all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Dati economici per Settore primario (Linea di Business)

Primo semestre 2022⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	25.445	3.140	8.705	28.711	1.179	78	67.258	-	67.258
Ricavi e altri proventi intersettoriali	9.173	1.314	1.739	1.558	30	971	14.785	(14.785)	-
Totale ricavi	34.618	4.454	10.444	30.269	1.209	1.049	82.043	(14.785)	67.258
Totale costi	33.176	3.184	6.812	30.152	794	1.129	75.247	(14.785)	60.462
Risultati netti da contratti su commodity	1.223	62	-	133	(10)	1	1.409	-	1.409
Ammortamenti	421	730	1.445	229	88	134	3.047	-	3.047
Impairment	623	24	98	623	24	15	1.407	-	1.407
Ripristini di valore	(6)	(3)	(51)	(86)	(3)	(2)	(151)	-	(151)
Risultato operativo	1.627	581	2.140	(516)	296	(226)	3.902	-	3.902
Investimenti	324	2.557⁽²⁾	2.390	392	144⁽³⁾	82	5.889	-	5.889

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Primo semestre 2021^{(1) (2) (3) (4)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	9.879	2.797	7.831	15.146	591	47	36.291	-	36.291
Ricavi e altri proventi intersettoriali	3.975	1.144	1.705	236	22	932	8.014	(8.014)	-
Totale ricavi	13.854	3.941	9.536	15.382	613	979	44.305	(8.014)	36.291
Totale costi	13.101	1.743	6.323	13.924	479	1.145	36.715	(8.014)	28.701
Risultati netti da contratti su commodity	114	(20)	-	113	-	(2)	205	-	205
Ammortamenti	453	623	1.298	196	66	111	2.747	-	2.747
Impairment	22	171	30	477	18	8	726	-	726
Ripristini di valore	(4)	(4)	(29)	(86)	(1)	(1)	(125)	-	(125)
Risultato operativo	396	1.388	1.914	984	51	(286)	4.447	-	4.447
Investimenti	262	1.897⁽⁵⁾	2.193	262	107	92	4.813	-	4.813

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) I dati relativi al primo semestre 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(4) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".

(5) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati economici per Settore secondario (Area Geografica)

Primo semestre 2022⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	40.333	14.799	9.083	1.668	911	134	330	67.258
Ricavi e altri proventi intersettoriali	191	13	86	15	20	1	(326)	-
Totale ricavi	40.524	14.812	9.169	1.683	931	135	4	67.258
Totale costi	39.474	11.983	6.835	1.672	571	81	(154)	60.462
Risultati netti da contratti su commodity	2.294	(921)	68	27	(48)	(11)	-	1.409
Ammortamenti	1.075	864	685	93	200	42	88	3.047
Impairment	373	194	253	564	11	-	12	1.407
Ripristini di valore	(2)	(109)	(3)	(33)	(1)	-	(3)	(151)
Risultato operativo	1.898	959	1.467	(586)	102	1	61	3.902
Investimenti	1.990	905	1.621	96	1.081	62⁽²⁾	134⁽³⁾	5.889

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) Il dato non include 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Primo semestre 2021^{(1) (2) (3)}

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	19.060	8.234	7.144	1.016	679	93	65	36.291
Ricavi e altri proventi intersettoriali	302	(34)	-	4	15	1	(288)	-
Totale ricavi	19.362	8.200	7.144	1.020	694	94	(223)	36.291
Totale costi	15.896	6.454	5.253	799	337	60	(98)	28.701
Risultati netti da contratti su commodity	162	87	7	-	(53)	4	(2)	205
Ammortamenti	985	849	570	92	167	29	55	2.747
Impairment	281	130	269	33	2	-	11	726
Ripristini di valore	(14)	(81)	-	(30)	-	-	-	(125)
Risultato operativo	2.376	935	1.059	126	135	9	(193)	4.447
Investimenti	1.590	742	1.418	208	693	78⁽⁴⁾	84	4.813

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.

(2) I dati relativi al primo semestre 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(3) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(4) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".



Dati patrimoniali per Settore primario (Linea di Business)

Al 30 giugno 2022

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	9.001	40.237	39.770	46	501	688	90.243	(3)	90.240
Attività immateriali	221	5.634	22.374	4.208	732	617	33.786	1	33.787
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	3	2	722	-	63	60	850	49	899
Crediti commerciali	5.051	3.298	6.447	8.478	449	1.194	24.917	(8.060)	16.857
Altro	6.406	571	3.231	4.465	396	2.830	17.899	(6.602)	11.297
Attività operative	20.682⁽¹⁾	49.742⁽²⁾	72.544⁽³⁾	17.197	2.141⁽⁴⁾	5.389⁽⁵⁾	167.695	(14.615)	153.080
Debiti commerciali	6.324	3.281	4.674	7.848	585	1.092	23.804	(7.276)	16.528
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	57	225	7.408	26	12	7	7.735	(48)	7.687
Fondi diversi	5.210	1.002	3.786	406	46	1.168	11.618	(71)	11.547
Altro	3.695	2.137	7.985	4.664	160	4.588	23.229	(6.872)	16.357
Passività operative	15.286⁽⁶⁾	6.645⁽⁷⁾	23.853	12.944	803⁽⁸⁾	6.855	66.386	(14.267)	52.119

- (1) Di cui 261 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 701 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 162 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 94 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Di cui 23 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(8) Di cui 129 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2021⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	9.384	36.205	38.635	49	486	713	85.472	-	85.472
Attività immateriali	216	5.016	21.473	4.030	670	631	32.036	-	32.036
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	1	1	525	-	60	21	608	43	651
Crediti commerciali	4.814	2.601	6.731	6.533	559	1.347	22.585	(6.493)	16.092
Altro	4.319	826	2.614	3.812	345	2.287	14.203	(6.107)	8.096
Attività operative	18.734⁽²⁾	44.649⁽³⁾	69.978	14.424	2.120⁽⁴⁾	4.999	154.904	(12.557)	142.347
Debiti commerciali	5.730	3.701	4.390	7.129	695	1.259	22.904	(5.920)	16.984
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	102	216	7.316	62	13	13	7.722	(75)	7.647
Fondi diversi	4.586	936	3.810	466	52	1.297	11.147	(89)	11.058
Altro	4.125	1.901	8.104	4.575	141	3.659	22.505	(6.245)	16.260
Passività operative	14.543	6.754⁽⁵⁾	23.620	12.232	901⁽⁶⁾	6.228	64.278	(12.329)	51.949

- (1) I dati relativi alla Linea di Business Enel X sono stati rideterminati per tener conto del trasferimento di talune attività nette e dei relativi Conti economici nella nuova Linea di Business e-Mobility che viene esposta nel settore "Holding, Servizi e Altro".
(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 999 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 57 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per Settore secondario (Area Geografica)

Al 30 giugno 2022

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	28.896	23.007	20.976	3.391	12.696	1.156	118	90.240
Attività immateriali	2.946	16.137	12.371	766	598	123	846	33.787
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	121	2	725	1	22	8	20	899
Crediti commerciali	6.337	4.576	4.974	914	242	60	(246)	16.857
Altro	6.475	2.906	1.686	276	421	41	(508)	11.297
Attività operative	44.775⁽¹⁾	46.628	40.732⁽²⁾	5.348⁽³⁾	13.979	1.388⁽⁴⁾	230⁽⁵⁾	153.080
Debiti commerciali	8.775	2.722	4.524	461	1.193	88	(1.235)	16.528
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.149	3.110	46	440	-	1	(59)	7.687
Fondi diversi	3.877	3.977	2.739	99	144	29	682	11.547
Altro	4.276	4.015	5.214	359	1.820	66	607	16.357
Passività operative	21.077⁽⁶⁾	13.824	12.523⁽⁷⁾	1.359⁽⁸⁾	3.157	184⁽⁹⁾	(5)⁽¹⁰⁾	52.119

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

(2) Di cui 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 886 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 31 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 146 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 90 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 78 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(10) Di cui 71 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2021

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa	Nord America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	27.335	23.075	18.671	3.440	10.853	1.948	150	85.472
Attività immateriali	2.313	16.071	11.414	772	557	179	730	32.036
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	94	5	517	-	18	13	4	651
Crediti commerciali	7.372	3.886	4.414	583	215	51	(429)	16.092
Altro	4.555	2.474	1.398	217	259	140	(947)	8.096
Attività operative	41.669⁽¹⁾	45.511	36.414	5.012	11.902	2.331⁽²⁾	(492)⁽³⁾	142.347
Debiti commerciali	9.684	2.509	4.333	481	1.208	136	(1.367)	16.984
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.109	3.109	30	438	-	-	(39)	7.647
Fondi diversi	3.395	4.211	2.426	130	120	32	744	11.058
Altro	5.749	3.945	4.509	328	1.482	64	183	16.260
Passività operative	22.937⁽⁴⁾	13.774	11.298	1.377	2.810	232⁽⁵⁾	(479)⁽⁶⁾	51.949

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

(2) Di cui 999 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 57 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 30.06.2022	al 31.12.2021
Totale attività	242.807	206.940
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	650	704
Derivati finanziari attivi non correnti	8.559	2.772
Altre attività finanziarie non correnti	7.111	5.704
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	2.502	2.286
Altre attività finanziarie correnti	8.252	8.645
Derivati finanziari attivi correnti	40.451	22.791
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.506	8.858
Attività per imposte anticipate	12.060	11.034
Crediti tributari	3.136	1.694
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	500	105
Attività di settore	153.080	142.347
Totale passività	197.024	164.598
Finanziamenti a lungo termine	62.052	54.500
Derivati finanziari passivi non correnti	10.126	3.339
Altre passività finanziarie non correnti	109	120
Finanziamenti a breve termine	12.924	13.306
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.727	4.031
Altre passività finanziarie correnti	803	625
Derivati finanziari passivi correnti	38.994	24.607
Passività per imposte differite	11.023	9.259
Debiti per imposte sul reddito	958	712
Debiti tributari diversi	2.357	1.274
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	832	876
Passività di settore	52.119	51.949

Ricavi

7. Ricavi – Euro 67.258 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Vendite energia elettrica	32.999	17.956	15.043	83,8%
Trasporto energia elettrica	5.592	5.395	197	3,7%
Corrispettivi da gestori di rete	386	449	(63)	-14,0%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	410	638	(228)	-35,7%
Vendite gas	4.474	1.607	2.867	-
Trasporto gas	270	323	(53)	-16,4%
Vendite di combustibili	2.215	505	1.710	-
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	393	384	9	2,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione ⁽¹⁾	881	484	397	82,0%
Vendite certificati ambientali	28	116	(88)	-75,9%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	657	486	171	35,2%
Altre vendite e prestazioni	520	364	156	42,9%
Totale ricavi IFRS 15⁽¹⁾	48.825	28.707	20.118	70,1%
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica ⁽²⁾	17.654	7.410	10.244	-
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo ⁽²⁾	(330)	(736)	406	55,2%
Contributi per certificati ambientali	125	157	(32)	-20,4%
Rimborsi vari	134	139	(5)	-3,6%
Rimisurazioni al fair value e plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	236	1	235	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	21	5	16	-
Altri ricavi e proventi	593	608	(15)	-2,5%
Totale ricavi^{(1) (2)}	67.258	36.291	30.967	85,3%

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(2) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

I ricavi da “vendite di energia elettrica” si attestano nel primo semestre 2022 a 32.999 milioni di euro, in aumento di 15.043 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+83,8%). Tale incremento è dovuto sostanzialmente ai maggiori volumi e al rialzo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica soprattutto in Italia (8.703 milioni di euro) e in Spagna (4.390 milioni di euro).

I “contributi da operatori istituzionali di mercato” sono in diminuzione di 228 milioni di euro rispetto al primo semestre 2021 prevalentemente per le minori compensazioni extra-peninsulari in Spagna a seguito dell'incremento dei prezzi di vendita e dei relativi margini (139 milioni di euro) e per il decremento dei ricavi da incentivi per l'energia prodotta da fonti rinnovabili in Enel Green Power Italia (80 milioni di euro).

L'incremento dei ricavi per “vendite di gas” di 2.867 milioni di euro rispetto al primo semestre 2021 è riconducibile prevalentemente ai maggiori volumi di vendita a prezzi medi crescenti principalmente in Spagna (1.946 milioni di euro) e in Italia (820 milioni di euro).

I ricavi per “vendite di combustibili” si incrementano di 1.710 milioni di euro soprattutto in Enel Global Trading per il rialzo dei prezzi del gas.

La variazione positiva delle “vendite di commodity da contratti con consegna fisica”, misurati al fair value a Conto economico nello scope dell'IFRS 9 (10.244 milioni di euro), e i maggiori risultati relativi alle valutazioni dei contratti chiusi rispetto al primo semestre 2021 (406 milioni di euro) sono riferiti prevalentemente 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.

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	2.270	1.176	1.094	93,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(147)	(128)	(19)	-14,8%
Totale energia	2.123	1.048	1.075	-
Vendite di gas	14.521	6.229	8.292	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(189)	(608)	419	68,9%
Totale gas	14.332	5.621	8.711	-
Vendite di certificati ambientali	864	5	859	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	6	-	6	-
Totale certificati ambientali	870	5	865	-
Totale ricavi	17.325	6.674	10.651	-
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	2.568	685	1.883	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	8	186	(178)	-95,7%
Totale energia	2.576	871	1.705	-
Acquisti di gas	15.066	5.519	9.547	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	433	(500)	933	-
Totale gas	15.499	5.019	10.480	-
Acquisti di certificati ambientali	1.004	(147)	1.151	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(8)	(55)	47	85,5%
Totale certificati ambientali	996	(202)	1.198	-
Totale costi	19.071	5.688	13.383	-
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo	(1.746)	986	(2.732)	-
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	(708)	(627)	(81)	-12,9%
Gas	(13.294)	(5.272)	(8.022)	-
Certificati ambientali	(308)	(463)	155	33,5%
Totale	(14.310)	(6.362)	(7.948)	-
Contratti di acquisto				
Energia	508	(320)	828	-
Gas	(13.653)	(4.839)	(8.814)	-
Certificati ambientali	(358)	(352)	(6)	-1,7%
Totale	(13.503)	(5.511)	(7.992)	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	(807)	(851)	44	5,2%
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI DI COMMODITY CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	(2.553)	135	(2.688)	-

La voce relativa alla rimisurazione al fair value e plusvalenze da alienazione di società nel primo semestre 2022 ammonta a 236 milioni di euro e accoglie principalmente la rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della partecipazione in Ufinet (220 milioni di euro).

Negli "altri ricavi e proventi" si registra un decremento di 15 milioni di euro prevalentemente in Enel Green Power North

America per i minori proventi da tax partnership (55 milioni di euro), in parte compensati dai maggiori altri ricavi da alcuni progetti negli Stati Uniti e in Messico (33 milioni di euro).

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) relativi al primo semestre 2022 ammontano complessivamente a 48.825 milioni di euro, e sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Milioni di euro	1° semestre 2022															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	21.783	925	14.175	556	8.849	125	1.337	277	565	12	109	22	6	84	46.824	2.001
	1° semestre 2021															
	Italia		Iberia		America Latina		Europa		Nord America		Africa, Asia e Oceania		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time ⁽¹⁾	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time ⁽¹⁾	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	11.611	424	7.923	212	7.004	71	718	264	323	10	69	23	-	55	27.648	1.059

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.



Costi

8. Costi - Euro 64.765 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica ⁽¹⁾	23.066	8.948	14.118	-
Acquisto di combustibili e gas ⁽¹⁾	24.143	8.179	15.964	-
Totale acquisti energia elettrica, combustibili e gas⁽¹⁾	47.209	17.127	30.082	-
Vettoriamenti passivi	4.501	4.802	(301)	-6,3%
Godimento beni di terzi	243	191	52	27,2%
Altri servizi	3.560	2.721	839	30,8%
Materie prime ⁽¹⁾	1.947	1.037	910	87,8%
Totale servizi e altri materiali⁽¹⁾	10.251	8.751	1.500	17,1%
Costo del personale	2.333	2.766	(433)	-15,7%
Ammortamenti delle attività materiali	2.286	2.134	152	7,1%
Ammortamenti delle attività immateriali	761	613	148	24,1%
Impairment e relativi ripristini	1.256	601	655	-
Totale ammortamenti e altri impairment	4.303	3.348	955	28,5%
Oneri per certificati ambientali	1.405	404	1.001	-
Altri costi operativi	700	887	(187)	-21,1%
Totale altri costi operativi	2.105	1.291	814	63,1%
Costi capitalizzati per materiali	(561)	(485)	(76)	-15,7%
Costi capitalizzati del personale	(498)	(406)	(92)	-22,7%
Altri costi capitalizzati	(377)	(343)	(34)	-9,9%
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(1.436)	(1.234)	(202)	-16,4%
TOTALE COSTI⁽¹⁾	64.765	32.049	32.716	-

(1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

I costi per "acquisto di energia elettrica" subiscono un incremento dovuto ai maggiori volumi acquistati a prezzi medi crescenti rispetto al primo semestre 2021 principalmente in Italia (9.755 milioni di euro) e in Spagna (2.986 milioni di euro). La voce comprende i risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di energia elettrica con consegna fisica chiusi nel primo semestre 2022, che registrano un decremento di 178 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2021.

L'incremento dei costi per "acquisto di combustibili e gas" risente principalmente dell'effetto prezzo sulle commodity, soprattutto il gas, prevalentemente in Italia e Spagna.

La voce comprende i risultati da valutazione al fair value dei contratti di acquisto di gas con consegna fisica chiusi nel primo semestre 2022, che registrano un incremento di 933 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2021.

I costi per "servizi e altri materiali" nel primo semestre 2022 hanno subito un incremento di 1.500 milioni di euro rispet-

to al primo semestre 2021, principalmente dovuto:

- all'incremento dei costi per godimento beni di terzi riferiti soprattutto a maggiori costi per canoni variabili di derivazione dell'acqua in Spagna e a maggiori costi per l'utilizzo di navi in Italia;
- all'incremento degli altri servizi pari a 839 milioni di euro dovuto essenzialmente all'aumento dei costi per servizi connessi al business dell'energia elettrica e del gas (204 milioni di euro), di quelli legati al business dei servizi a valore aggiunto (129 milioni di euro), dei costi per servizi in concessione in Brasile (212 milioni di euro) e delle spese per servizi professionali e tecnici (107 milioni di euro);
- all'incremento dei costi per materie prime essenzialmente dovuto ai maggiori costi di acquisto di CO₂, ai maggiori costi connessi alla scarsa idraulicità e ai maggiori costi sostenuti per l'attività di sourcing.

Tali effetti sono stati mitigati dalla diminuzione dei costi per vettoriamenti passivi registrata principalmente in Spagna, connessa al minor prezzo medio applicato, parzialmente

compensata da un incremento degli stessi in America Latina per l'aumento dei volumi intermediati.

Il "costo del personale" del primo semestre 2022 è pari a 2.333 milioni di euro, con un decremento di 433 milioni di euro (-15,7%). La variazione è da riferire principalmente ai maggiori costi in Italia, registrati nel corso del primo semestre 2021, 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 503 milioni di euro al fondo per ristrutturazione e digitalizzazione.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2022 è pari a 67.117 unità (66.279 unità al 31 dicembre 2021). L'aumento di 838 unità, rispetto al 31 dicembre 2021, si riferisce principalmente all'effetto positivo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (+725 unità), cui si aggiungono le variazioni di perimetro (+113 risorse) dovute all'acquisizione della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl) in Italia.

L'incremento della voce "Ammortamenti e altri impairment" nel primo semestre 2022 risente essenzialmente:

- dei maggiori ammortamenti scaturiti dalla riduzione della vita utile dei contatori elettronici di prima generazione e degli ammortamenti di attività materiali per effetto dei nuovi investimenti realizzati negli ultimi anni nel settore delle energie rinnovabili;
- dei maggiori impairment effettuati sui crediti commerciali;
- degli adeguamenti di valore delle società disponibili per la vendita.

Tali effetti sono stati in parte compensati dalla svalutazione rilevata nel primo semestre 2021 di PH Chucas in Costa Rica.

Gli impairment del primo semestre 2022 (al netto dei rispettivi ripristini) presentano un incremento di 655 milioni di euro, dettagliato nella tabella seguente.

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	100	21	79	-
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	5	125	(120)	-96,0%
- avviamento	-	-	-	-
- crediti commerciali	728	520	208	40,0%
- impairment attività (nette) derivanti da contratti con i clienti	-	-	-	-
- altre attività	574	61	513	-
Totale impairment	1.407	727	680	93,5%
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(3)	(3)	-	-
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	-	(1)	1	-
- crediti commerciali	(147)	(121)	(26)	-21,5%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-
- altre attività	(1)	(1)	-	-
Totale ripristini di valore	(151)	(126)	(25)	-19,8%
TOTALE IMPAIRMENT E RELATIVI RIPRISTINI	1.256	601	655	-

Gli impairment di immobili, impianti e macchinari aumentano di 79 milioni di euro, essenzialmente per la rilevazione nel primo semestre 2022 delle perdite di valore rilevate su CGT Fortaleza in Brasile (71 milioni di euro).

L'impairment dei crediti commerciali registra un incremento di 208 milioni di euro rispetto al periodo di confronto imputabile alle maggiori svalutazioni operate in Italia, Spagna e America Latina.

L'impairment delle altre attività risente principalmente dell'adeguamento di valore, per 527 milioni di euro, delle attività nette riferite a Enel Russia a seguito della loro classificazione come disponibili per la vendita.

Gli "oneri per certificati ambientali" subiscono un incremento di 1.001 milioni di euro in particolare per la crescita significativa dei prezzi della commodity CO₂ e per l'incremento dei volumi di produzione degli impianti termoelettrici.



Gli “altri costi operativi” si decrementano di 187 milioni di euro principalmente per effetto:

- del riversamento del Bonus Sociale registrato in Spagna;
- dei minori costi derivanti dalla sospensione del pagamento dell'imposta sul valore della produzione dell'energia elettrica (IVPEE) a partire dalla seconda metà del 2021, parzialmente compensati dai maggiori costi de-

rivanti dall'aumento delle tariffe per l'occupazione delle strade pubbliche, entrambi rilevati in Spagna.

I “costi per lavori interni capitalizzati” si incrementano di 202 milioni di euro principalmente per effetto dei maggiori investimenti sugli impianti rinnovabili in Nord America, Spagna e Italia e dei maggiori investimenti sugli impianti di distribuzione in America Latina.

9. Risultati netti da contratti su commodity – Euro 1.409 milioni

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a 1.409 milioni di euro (risultati netti positivi per 205 milioni di euro nel primo semestre 2021) e risultano così composti:

- proventi netti su derivati su commodity pari complessivamente a 2.216 milioni di euro (proventi netti per 1.056 milioni di euro nel primo semestre 2021), che si riferiscono a derivati designati di cash flow hedge e a derivati al fair value a Conto economico. In particolare, sono stati rilevati proventi netti su derivati chiusi nel periodo per

588 milioni di euro (oneri netti per 79 milioni di euro nel primo semestre 2021) e proventi netti da valutazione su derivati outstanding per 1.628 milioni di euro (proventi netti per 1.135 milioni di euro nel primo semestre 2021);

- risultati negativi da valutazione al fair value a Conto economico dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio per 807 milioni di euro (risultati netti negativi per 851 milioni di euro nel primo semestre 2021).

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Derivati su commodity:				
- proventi su derivati chiusi nel periodo	11.006	2.665	8.341	-
- oneri su derivati chiusi nel periodo	10.418	2.744	7.674	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity chiusi nel periodo:	588	(79)	667	-
- proventi su derivati outstanding	9.249	3.607	5.642	-
- oneri su derivati outstanding	7.621	2.472	5.149	-
Proventi/(Oneri) netti su derivati su commodity outstanding	1.628	1.135	493	43,4%
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica:				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica ⁽¹⁾	(14.310)	(6.362)	(7.948)	-
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica ⁽¹⁾	(13.503)	(5.511)	(7.992)	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica⁽¹⁾	(807)	(851)	44	5,2%
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY⁽¹⁾	1.409	205	1.204	

(1) I dati dei primi sei mesi del 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 sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 391 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	1.280	934	346	37,0%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	772	271	501	-
Totale proventi	2.052	1.205	847	70,3%
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(891)	(362)	(529)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(770)	(334)	(436)	-
Totale oneri	(1.661)	(696)	(965)	-
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	391	509	(118)	-23,2%

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato proventi netti per 391 milioni di euro nel primo semestre 2022 (proventi netti per 509 milioni di euro nel primo semestre 2021) e sono così composti:

- proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 389 milioni di euro (proventi netti per 572 milioni di euro nel primo semestre 2021) che si riferiscono soprattutto a relazioni di

copertura di cash flow hedge;

- proventi netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 2 milioni di euro (oneri netti per 63 milioni di euro nel primo semestre 2021).

I risultati netti, rilevati nel primo semestre 2022 e nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, su derivati sia di copertura sia al fair value a Conto economico, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio.

11. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – Euro (1.411) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	152	93	59	63,4%
Differenze positive di cambio	2.834	650	2.184	-
Proventi da partecipazioni	1	1	-	-
Proventi da iperinflazione	836	359	477	-
Altri proventi ⁽¹⁾	411	248	163	65,7%
Totale altri proventi finanziari⁽¹⁾	4.234	1.351	2.883	-
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	(1.176)	(1.228)	52	4,2%
Differenze negative di cambio	(3.339)	(1.097)	(2.242)	-
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(74)	(51)	(23)	-45,1%
Attualizzazione altri fondi	(80)	(58)	(22)	-37,9%
Oneri da iperinflazione	(701)	(326)	(375)	-
Altri oneri	(275)	(237)	(38)	-16,0%
Totale altri oneri finanziari	(5.645)	(2.997)	(2.648)	-88,4%
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI⁽¹⁾	(1.411)	(1.646)	235	14,3%

(1) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.



Gli altri proventi finanziari, pari a 4.234 milioni di euro, registrano un incremento di 2.883 milioni di euro rispetto al precedente periodo. Tale incremento si riferisce principalmente:

- all'aumento delle differenze positive di cambio per 2.184 milioni di euro che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento netto in valuta diversa dall'euro. Tale variazione si riferisce prevalentemente a Enel Global Trading SpA (1.460 milioni di euro) ed Enel Finance International (404 milioni di euro), al Cile (269 milioni di euro) e a Enel Américas (65 milioni di euro), parzialmente compensata da un decremento di differenze positive su cambio soprattutto in Enel Green Power México (-55 milioni di euro);
- all'aumento dei proventi da iperinflazione (477 milioni di euro), connessi all'applicazione dello IAS 29 nelle società argentine. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022;

- all'aumento degli altri proventi (163 milioni di euro) riferito principalmente all'aumento dei proventi relativi all'adeguamento di passività oggetto di copertura in relazioni di fair value hedge per 65 milioni di euro.

Gli altri oneri finanziari, pari a 5.645 milioni di euro, registrano un incremento di 2.648 milioni di euro rispetto al primo semestre 2021 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- un aumento delle differenze negative di cambio per 2.242 milioni di euro, che riguarda soprattutto Enel Global Trading SpA (1.558 milioni di euro), Enel Finance International (459 milioni di euro), il Cile (264 milioni di euro), l'Iberia (34 milioni di euro) ed Enel SpA (32 milioni di euro), parzialmente compensato da una riduzione di oneri su cambi in Enel Américas (-84 milioni di euro) ed Enel Green Power México (-56 milioni di euro);
- all'incremento degli oneri da iperinflazione per 375 milioni di euro connessi all'applicazione dello IAS 29 nelle società argentine.

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 62 milioni

La quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel primo semestre 2022, è positiva per complessivi 62 milioni di euro e registra un decremento di 76 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente. Tale variazione è da riferire

essenzialmente alla riduzione dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo relativi a Slovak Power Holding (per 93 milioni di euro), parzialmente compensata dall'incremento dei risultati *pro quota* delle società del progetto Kino (per 10 milioni di euro) e di Rusenergosbyt (per 5 milioni di euro).

13. Imposte - Euro 991 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Imposte correnti	962	914	48	5,3%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(204)	43	(247)	-
Totale imposte correnti	758	957	(199)	-20,8%
Imposte differite	91	98	(7)	-7,1%
Imposte anticipate	142	122	20	16,4%
TOTALE	991	1.177	(186)	-15,8%

Le imposte del primo semestre 2022 ammontano a 991 milioni di euro e si decrementano di 186 milioni di euro. L'incidenza sul risultato *ante* imposte nel primo semestre 2022 è del 33,7%, a fronte di un'incidenza del 34,1% nel primo semestre 2021. La minore incidenza rilevata nel primo semestre 2022 rispetto all'analogo periodo del precedente esercizio risente essenzialmente dei seguenti fenomeni:

- l'impatto fiscale relativo alla cessione della partecipazione in Ufnet;
- l'effetto fiscale derivante dall'applicazione dell'iperinflazione in Argentina (23 milioni di euro);

- la fiscalità anticipata rilevata sull'operazione di carve out del business e-Mobility in Nord America (55 milioni di euro);
- l'adeguamento, nel primo semestre 2021, della fiscalità differita e corrente a seguito della riforma fiscale approvata dal Governo argentino che ha comportato l'incremento dell'aliquota fiscale dal 25% al 35%;
- i maggiori accantonamenti di imposte, rilevati nei primi sei mesi del 2021, da parte di Enel Iberia per adeguamento della fiscalità differita;
- il riversamento, nel periodo a confronto, 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.

Tali effetti positivi sono stati in parte compensati:

- dall'impatto fiscale delle partite straordinarie tenuto conto della fiscalità associata agli adeguamenti di valore registrati nell'esercizio;
- dai maggiori costi sostenuti in Italia per il contributo straordinario contro il caro bollette, previsto dal decreto legge n. 21/2022 (50 milioni di euro).

14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata della consistenza media delle azioni proprie acquisite a servizio del Piano di incentivazione a lun-

go termine (LTI) e pari a 4.984.902 del valore nominale di 1 euro. Il valore puntuale delle azioni proprie al 30 giugno 2022 è pari a 5.463.652 del valore nominale di 1 euro.

Milioni di euro	1° semestre	
	2022	2021
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	1.693	1.778
di cui:		
- continuing operations	1.693	1.778
- discontinued operations	-	-
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es., azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es., obbligazioni ibride)	(43)	(8)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	1.650	1.770
di cui:		
- continuing operations	1.650	1.770
- discontinued operations	-	-
Numero di azioni (unità)		
Numero di azioni ordinarie emesse al 1° gennaio	10.166.679.946	10.166.679.946
Effetto delle azioni proprie detenute	(4.984.902)	(3.333.753)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.161.695.044	10.163.346.193
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	1.650	1.770
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	1.650	1.770
di cui:		
- continuing operations	1.650	1.770
- discontinued operations	-	-
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	10.161.695.044	10.163.346.193
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	10.161.695.044	10.163.346.193
Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,16	0,17
Risultato netto base per azione delle continuing operations	0,16	0,17
Risultato netto base per azione delle discontinued operations	-	-
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,16	0,17
Risultato netto diluito per azione delle continuing operations	0,16	0,17
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operations	-	-



15. Immobili, impianti e macchinari – Euro 89.384 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2022 è la seguente.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2021	84.572
Investimenti	4.486
Differenza cambi	2.083
Variazioni perimetro di consolidamento	796
Ammortamenti	(2.268)
Impairment e ripristini di valore	(97)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(912)
Iperinflazione, dismissioni e altri movimenti	724
Totale al 30 giugno 2022	89.384

Il totale degli investimenti, riferiti alle immobilizzazioni materiali e immateriali, effettuati nel corso del primo semestre 2022 ammonta a 5.356 milioni di euro, in aumento rispet-

to al primo semestre 2021 di 837 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2022, distinti per tipologia di impianto.

Milioni di euro	1° semestre			
	2022	2021	Variazioni	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	235	168	67	39,9%
- idroelettrici	154	141	13	9,2%
- geotermoelettrici	52	57	(5)	-8,8%
- nucleare	57	54	3	5,6%
- con fonti energetiche alternative	2.121	1.570	551	35,1%
Totale impianti di produzione	2.619	1.990	629	31,6%
Reti di distribuzione di energia elettrica ⁽¹⁾	1.815	1.838	(23)	-1,3%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	146	107	39	36,4%
Enel X Way (e-Mobility)	40	31	9	29,0%
Customer Retail	392	262	130	49,6%
Altro	344	291	53	18,2%
TOTALE⁽²⁾	5.356	4.519	837	18,5%

(1) I valori del primo semestre 2022 non considerano 575 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (355 milioni di euro nel primo semestre 2021).

(2) Il dato del primo semestre 2022 include 42 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (61 milioni di euro nel primo semestre 2021).

Il Gruppo Enel persegue obiettivi strategici per il miglioramento dell'efficienza energetica e l'accelerazione della transizione energetica in linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, e dunque ha investito soprattutto in impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili. Gli investimenti in impianti di produzione ammontano a 2.619 milioni di euro, con un incremento di 629 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Di questi, gli investimenti da fonti energetiche rinnovabili ammontano a 2.121 milioni di euro sostanzialmente a seguito degli investimenti in impianti eolici negli Stati Uniti, in Canada, Colombia, Perù e Australia e solari nel Nord America, in Cile, Colombia, Italia e Spagna.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica proseguono in misura significativa al fine di rendere la rete via via più efficiente e resistente agli eventi climatici esterni sempre più mutevoli ed estremi. Essi ammontano a 1.815 milioni di euro, in diminuzione di 23 milioni di euro rispetto al primo semestre 2021. La variazione fa riferimento principalmente ai maggiori investimenti in Italia e Spagna per attività di manutenzione e per attività di digitalizzazione.

L'impatto dei cambi risulta essere positivo per un totale di 2.083 milioni di euro soprattutto in America Latina e in Nord America.

La voce “Variazioni di perimetro di consolidamento”, pari a 796 milioni di euro, si riferisce essenzialmente all’acquisizione, durante il primo semestre 2022, della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl) in Italia.

Tali impatti positivi sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti e dagli impairment rilevati sugli immobili, impianti e macchinari rispettivamente per 2.268 e 97 milioni di euro; questi ultimi sono relativi principalmente al processo di decarbonizzazione avviato dal Gruppo, che si completerà al più tardi nel 2025.

La voce “Riclassifica da/ad ‘Attività possedute per la vendita’” presenta un saldo negativo di 912 milioni di euro ed è riconducibile ad alcune società non più strategiche soprattutto in Russia, Brasile e Colombia per le quali sussistono le condizioni previste dall’IFRS 5 per la loro riclassifica in attività disponibili per la vendita.

L’“iperinflazione, dismissioni e altri movimenti” evidenzia un saldo positivo pari a 724 milioni di euro, e include gli effetti dell’iperinflazione in Argentina (579 milioni di euro al lordo degli impatti sugli ammortamenti), la capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti in immobilizzazioni materiali (90 milioni di euro) e le dismissioni di taluni cespiti (58 milioni di euro).

16. Attività immateriali – Euro 19.383 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2022 è la seguente.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2021	18.070
Investimenti	828
Differenze cambio	821
Variazioni perimetro di consolidamento	171
Ammortamenti	(771)
Impairment e ripristini di valore	(5)
Altri movimenti	269
Totale al 30 giugno 2022	19.383

La variazione delle attività immateriali risente positivamente degli investimenti del periodo, orientati al modello Open Innovability®.

Il Gruppo Enel, anche nel corso del primo semestre 2022, ha infatti continuato a puntare sull’innovazione come elemento chiave della strategia, per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa, e consentendo nuovi usi dell’energia, nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a più persone possibile. Ha quindi rinnovato e rafforzato il proprio impegno nella valorizzazione

ne e nello sviluppo del suo patrimonio intellettuale, quale fonte di vantaggio competitivo.

La variazione del periodo delle attività immateriali risente inoltre delle differenze cambio positive registrate in America Latina e in particolar modo in Brasile, nonché delle variazioni di perimetro per l’acquisizione della società ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl) in Italia. Tali effetti positivi sono in parte mitigati dall’impatto negativo degli ammortamenti e degli impairment.

Gli “altri movimenti” accolgono le riclassifiche, ai fini IFRIC 12, tra attività immateriali e attività finanziarie.



17. Avviamento – Euro 14.298 milioni

La movimentazione dell'avviamento nel corso del primo semestre 2022 è la seguente.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2021	13.821
Differenze cambio	145
Variazioni perimetro di consolidamento	332
Totale al 30 giugno 2022	14.298

La movimentazione dell'avviamento è principalmente attribuibile alle differenze cambio positive registrate in Brasile e per la restante parte all'acquisizione in data 3 gennaio

2022 da parte di Enel Produzione SpA del 100% di ERG Hydro Srl (ora Enel Hydro Appennino Centrale Srl).

Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Holding, Servizi e Altro	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	-	21
Enel Hydro Appennino Centrale	-	332	-	-	-	-	332
Italia Mercato ⁽¹⁾	-	-	-	580	-	-	580
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	-	8.785
Argentina	-	3	19	-	-	-	22
Brasile	-	493	932	-	-	-	1.425
Cile	-	996	213	-	-	-	1.209
Colombia	-	302	223	-	-	-	525
Perù	44	208	320	-	-	-	572
Centro America	-	27	-	-	-	-	27
Romania	-	-	330	57	-	-	387
Nord America Enel Green Power	-	70	-	-	-	-	70
Nord America e-Mobility	-	-	-	-	-	71	71
Nord America Enel X	-	-	-	-	145	-	145
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X ⁽²⁾	-	-	-	-	43	-	43
Totale	44	3.642	7.825	2.444	272	71	14.298

(1) Include Enel Energia.

(2) Include Viva Labs.

La valutazione di impairment delle Cash Generating Unit (CGU) cui sono allocate le porzioni di avviamento è effettuata annualmente ovvero qualora le circostanze indichino che il valore contabile possa non essere recuperato. Il test è stato effettuato al 31 dicembre 2021 sulla base dei flussi di cassa rivenienti dal Piano Strategico 2022-2024, predisposto dal management, e attualizzati applicando specifici tassi di sconto. Le assunzioni chiave applicate per deter-

minare il valore d'uso delle single CGU e le analisi di sensitività sono riportate nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

Al 30 giugno 2022 le principali assunzioni applicate per determinare il valore d'uso continuano a essere sostenibili. Si sottolinea che non sono stati rilevati impairment indicator.

18. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 12.060 milioni ed euro 11.023 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	12.060	11.034	1.026	9,3%
Passività per imposte differite	11.023	9.259	1.764	19,1%
di cui:				
Attività per imposte anticipate non compensabili	8.285	6.346	1.939	30,6%
Passività per imposte differite non compensabili	6.968	4.230	2.738	64,7%
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	280	341	(61)	-17,9%

L'incremento delle attività per imposte anticipate è riconducibile prevalentemente all'incremento della fiscalità anticipata legato all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge, all'impatto delle differenze cambio in America Latina e alla fiscalità anticipata rilevata per la riorganizzazione societaria della nuova Linea di Business e-Mobility in Nord America e Spagna. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai riversamenti delle imposte

anticipate sulle differenze di valore delle immobilizzazioni principalmente in Italia, nonché al riversamento di imposte anticipate da parte di Enel Iberia, la capogruppo del consolidato fiscale in Spagna.

L'incremento delle passività per imposte differite è legato principalmente all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge e all'impatto delle differenze cambio in America Latina.



19. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 650 milioni

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	Quota %		Impatto a Conto economico	Variazioni perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	Quota %	
al 31.12.2021							al 30.06.2022		
Società a controllo congiunto (JV) e società collegate									
Slovak Power Holding	-	50,0%	20	-	-	-	(20)	-	50,0%
EGPNA Renewable Energy Partners	121	20,0%	2	(64)	-	-	14	73	10,0%
Zacapa Topco Sàrl	114	20,6%	-	(114)	-	-	-	-	
Società progetto Matimba	-	-	-	108	-	-	-	108	50,0%
Società progetto Kino	21	20,0%	(5)	-	-	-	4	20	20,0%
Rocky Caney Holding	50	20,0%	4	(25)	-	-	(8)	21	10,0%
Drift Sand Wind Project	40	50,0%	1	-	-	-	4	45	50,0%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	-		-	-	-	-	30	30	50,0%
Ewiva Srl	-		-	22	-	-	-	22	50,0%
Rusenergosbyt	51	49,5%	27	-	(10)	-	11	79	49,5%
Front Marítim del Besòs	33	61,4%	-	-	-	-	-	33	61,4%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	12	43,8%	(1)	-	-	-	1	12	43,8%
Energie Electrique de Tahaddart	18	32,0%	-	-	(1)	-	(6)	11	32,0%
CESI	59	42,7%	(2)	-	-	-	1	58	42,7%
Tecnatom	27	45,0%	-	-	-	(27)	-	-	45,0%
Elecgas SA	15	50,0%	4	-	(15)	-	15	19	50,0%
Energías Especiales del Bierzo	4	50,0%	3	-	-	-	6	13	50,0%
Gorona del Viento El Hierro	13	23,2%	1	-	(1)	-	-	13	23,2%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	33,5%	-	-	(2)	-	-	8	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	8	37,5%	2	-	(1)	-	-	9	37,5%
Cogenio Srl	12	20,0%	(1)	-	(4)	-	1	8	20,0%
Altre minori	96		7	(30)	(1)	-	(4)	68	
Totale	704		62	(103)	(35)	(27)	49	650	

La riduzione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel primo semestre 2022, è riconducibile:

- agli effetti negativi delle variazioni di perimetro, riferiti essenzialmente alla partecipazione in Zacapa Topco (per 114 milioni di euro), riclassificata nella voce "Partecipazioni in altre imprese" a seguito della cessione da parte

di Enel X International dell'1,1% della quota di partecipazione in Ufnet; nonché alle partecipazioni in EGPNA Renewable Energy Partners e in Rocky Caney Holding in relazione alla cessione del 10% della quota di partecipazione. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione della partecipazione nelle società del

progetto Matimba (per 108 milioni di euro) precedentemente classificate come possedute per la vendita;

- alla riclassifica della partecipazione nella società spagnola Tecnatom nell'ambito delle "Attività classificate come possedute per la vendita";
- alla distribuzione dei dividendi nel periodo soprattutto da Rusenergosbyt.

Tali effetti sono leggermente compensati dalle movimen-

tazioni delle riserve OCI, riferite prevalentemente alle società spagnole, e dagli utili di pertinenza del Gruppo relativi soprattutto a Rusenergosbyt e alle società spagnole.

Infine, relativamente alla partecipazione in Slovak Power Holding, si segnala che al 30 giugno 2022, a seguito dell'andamento negativo del fair value dei derivati di cash flow hedge, il valore della partecipazione è stato completamente azzerato.

20. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Contratti derivati attivi	8.559	2.772	40.451	22.791
Contratti derivati passivi	10.126	3.339	38.994	24.607

Per i commenti relativi ai contratti derivati si rimanda alle note 32.1 e seguenti.

21. Attività/(Passività) derivanti da contratti con i clienti non correnti/correnti

Le attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, pari a 736 milioni di euro, si riferiscono principalmente alle attività in fase di realizzazione derivanti da accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12, con scadenza oltre i 12 mesi (719 milioni di euro). Si precisa che il valore al 30 giugno 2022 comprende investimenti del periodo per un ammontare pari a 575 milioni di euro.

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti ammontano a 155 milioni di euro e accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (140 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Le passività derivanti da contratti con i clienti non correnti fanno riferimento al risconto dei ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica rilevati al momento dell'allaccio e ammontano a 6.188 milioni di euro al 30 giugno 2022. Tali ammontari sono stati rilevati in Italia (3.185 milioni di euro), in Spagna (2.561 milioni di euro) e in Romania (439 milioni di euro).

Le passività derivanti da contratti con i clienti correnti, pari a 1.499 milioni di euro, accolgono le passività da contratto relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 1.173 milioni di euro rilevate principalmente in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione (326 milioni di euro).

Come richiesto dall'IFRS 15 si riporta di seguito il riversamento a Conto economico per classe temporale delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro		
	al 30.06.2022	al 30.06.2021
Entro 1 anno	1.499	1.246
Entro 2 anni	529	494
Entro 3 anni	513	472
Entro 4 anni	512	471
Entro 5 anni	511	470
Oltre 5 anni	4.123	4.286
Totale	7.687	7.439



22. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 7.111 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	366	72	294	-
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 26.3)	3.000	2.692	308	11,4%
Accordi per servizi in concessione	3.686	2.890	796	27,5%
Risconti attivi finanziari non correnti	59	50	9	18,0%
Totale	7.111	5.704	1.407	24,7%

Le "altre attività finanziarie non correnti" si incrementano nel primo semestre 2022 di 1.407 milioni di euro principalmente per effetto:

- dell'incremento delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione in Brasile e in Costa Rica;
- della riclassifica dalla voce "Partecipazioni valutate con

il metodo del patrimonio netto" della partecipazione in Zacapa Topco a seguito della cessione da parte di Enel X International dell'1,1% della quota di partecipazione in Ufinet;

- dell'incremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto, commentati nella nota 26.3.

23. Altre attività non correnti/correnti

Le "altre attività non correnti" si incrementano nel primo semestre 2022 di 313 milioni di euro principalmente per le differenze cambi riscontrate soprattutto in Brasile. Contengono inoltre la rilevazione dell'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile. A seguito della notifica delle relative sentenze sono stati rilevati, alla chiusura del primo semestre 2022, minori crediti tributari per 179 milioni di euro.

Le "altre attività correnti" aumentano per effetto soprattutto dei maggiori crediti verso le casse congruaggio per servizi energetici, per l'incremento dei crediti tributari per l'imposta sul valore aggiunto, per i maggiori crediti per derivati scaduti su commodity energetiche nonché per altri crediti diversi.

24. Crediti commerciali – Euro 16.805 milioni

I crediti commerciali sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 3.895 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale pari a 3.663 milioni di

euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2021	3.663
Accantonamenti	728
Rilasci	(147)
Utilizzi	(375)
Altri movimenti	26
Totale al 30 giugno 2022	3.895

Nello specifico, l'incremento dei crediti commerciali pari a 729 milioni di euro è prevalentemente riconducibile ai maggiori crediti per vendita e trasporto di energia elettrica registrati principalmente in Iberia e America Latina, in parte

compensati dal decremento crediti per vendita e trasporto di energia elettrica e gas in Italia e dall'incremento degli accantonamenti netti del fondo svalutazione.

25. Altre attività finanziarie correnti – Euro 8.252 milioni

Milioni di euro					
		al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 26.4)		8.073	8.467	(394)	-4,7%
Altre		179	178	1	0,6%
Totale		8.252	8.645	(393)	-4,5%

Per maggiori dettagli sulle "altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" si rinvia alla

nota 26.4 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

26. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 62.238 milioni

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo ter-

mine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro					
	Note	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Finanziamenti a lungo termine	26.1	62.052	54.500	7.552	13,9%
Altri debiti finanziari non correnti ⁽¹⁾		109	120	(11)	-9,2%
Finanziamenti a breve termine	26.2	12.924	13.306	(382)	-2,9%
Altri debiti finanziari correnti ⁽²⁾		5	12	(7)	-58,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26.1	4.727	4.031	696	17,3%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	26.3	(3.000)	(2.692)	(308)	-11,4%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	26.4	(8.073)	(8.467)	394	4,7%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(6.506)	(8.858)	2.352	26,6%
Totale		62.238	51.952	10.286	19,8%

(1) La voce "Altri debiti finanziari non correnti" è rappresentata dalla voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato che accoglie i debiti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit di sistema delle attività regolate.

(2) La voce "Altri debiti finanziari correnti" è inclusa nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale consolidato e si riferisce ai debiti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit di sistema delle attività regolate.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2022 e al 31 dicembre 2021, in linea con l'Orientamento n. 39 emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e con il Richiamo

di Attenzione n. 5/2021 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 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	32	8	24	-
Depositi bancari e postali	5.221	8.118	(2.897)	-35,7%
Disponibilità liquide	5.253	8.126	(2.873)	-35,4%
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	1.253	732	521	71,2%
Titoli	74	88	(14)	-15,9%
Crediti finanziari a breve termine	5.629	6.841	(1.212)	-17,7%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	2.370	1.538	832	54,1%
Altre attività finanziarie correnti	8.073	8.467	(394)	-4,7%
Liquidità	14.579	17.325	(2.746)	-15,8%
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(2.984)	(1.329)	(1.655)	-
Commercial paper	(6.743)	(10.708)	3.965	37,0%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(3.202)	(1.281)	(1.921)	-
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	(12.929)	(13.318)	389	2,9%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(936)	(989)	53	5,4%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(3.440)	(2.700)	(740)	-27,4%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(351)	(342)	(9)	-2,6%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	(4.727)	(4.031)	(696)	-17,3%
Indebitamento finanziario corrente	(17.656)	(17.349)	(307)	-1,8%
Indebitamento finanziario corrente netto	(3.077)	(24)	(3.053)	-
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziari	(12.573)	(12.579)	6	-
Debiti verso altri finanziatori ⁽²⁾	(2.916)	(2.942)	26	0,9%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	(15.489)	(15.521)	32	0,2%
Obbligazioni	(46.672)	(39.099)	(7.573)	-19,4%
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	-	-	-	-
Indebitamento finanziario non corrente	(62.161)	(54.620)	(7.541)	-13,8%
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	230	85	145	-
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	(691)	(784)	93	11,9%
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	(65.699)	(55.343)	(10.356)	-18,7%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.000	2.692	308	11,4%
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	(230)	(85)	(145)	-
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	691	784	(93)	-11,9%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(62.238)	(51.952)	(10.286)	-19,8%

(1) La voce include i debiti finanziari correnti, verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit di sistema delle attività regolate pari a 5 milioni di euro al 30 giugno 2022 (12 milioni di euro al 31 dicembre 2021). Tali passività sono ricomprese nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale consolidato.

(2) La voce include le "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato, che accoglie i debiti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit di sistema delle attività regolate.

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. Tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 8.559 mi-

lioni di euro (2.772 milioni di euro al 31 dicembre 2021), "Derivati finanziari attivi correnti" per 40.451 milioni di euro (22.791 milioni di euro al 31 dicembre 2021), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 10.126 milioni di euro (3.339 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 38.994 milioni di euro (24.607 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

26.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 66.779 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanzia-

menti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Finanziamenti a lungo termine per categoria⁽¹⁾

Milioni di euro	al 30.06.2022			al 31.12.2021	Variazione
	Totale	Di cui quota corrente	Di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	50.112	3.440	46.672	41.799	8.313
Finanziamenti bancari	13.509	936	12.573	13.568	(59)
Leasing	2.558	254	2.304	2.547	11
Debiti verso altri finanziatori	600	97	503	617	(17)
Totale	66.779	4.727	62.052	58.531	8.248

(1) Non include gli altri debiti finanziari non correnti esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato inclusi nell'indebitamento finanziario a lungo termine.

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2022.

Milioni di euro		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Saldo contabile	Fair value
Scadenza		al 30.06.2022				al 31.12.2021	
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2022-2097	31.145	29.728	2.694	28.451	27.413	30.279
- tasso variabile quotate	2022-2031	2.950	2.913	649	2.301	2.557	2.545
- tasso fisso non quotate	2024-2052	15.446	14.437	-	15.446	11.207	12.670
- tasso variabile non quotate	2022-2032	571	625	97	474	622	728
Totale obbligazioni		50.112	47.703	3.440	46.672	41.799	46.222

La seguente tabella riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Maturity analysis⁽¹⁾

Milioni di euro		Quota con scadenza nel				
	Quota corrente	Secondo semestre 2023	2024	2025	2026	Oltre
Obbligazioni	3.440	1.792	6.641	4.546	5.351	28.342
Finanziamenti:	1.287	588	2.635	1.700	2.998	7.568
- di cui leasing	254	134	206	182	173	1.609
Totale	4.727	2.380	9.276	6.246	8.349	35.910

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato.



Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse⁽¹⁾

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30.06.2022		al 31.12.2021	al 30.06.2022	
Euro	34.475	34.844	32.041	1,6%	1,9%
Dollaro statunitense	22.253	22.440	17.518	4,2%	4,3%
Sterlina inglese	4.637	4.751	3.901	4,6%	4,8%
Peso colombiano	1.519	1.519	1.341	8,8%	8,8%
Real brasiliano	2.191	2.235	1.720	12,4%	12,6%
Franco svizzero	354	355	343	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	419	423	423	5,1%	5,2%
Sol peruviano	459	459	415	5,2%	5,2%
Rublo russo	-	-	427		
Altre valute	472	476	402		
Totale valute non euro	32.304	32.658	26.490		
TOTALE	66.779	67.502	58.531		

(1) Non include gli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato.

Movimentazione del valore nominale dell'indebitamento a lungo termine⁽¹⁾

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2021					al 30.06.2022
Obbligazioni	42.346	(362)	(35)	7.354	1.444	50.747
Finanziamenti	16.759	(1.864)	(627)	1.914	573	16.755
- di cui leasing	2.547	(103)	(18)	66	66	2.558
Totale	59.105	(2.226)	(662)	9.268	2.017	67.502

(1) Non include la movimentazione del valore nominale degli "Altri debiti finanziari non correnti" esposti nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale consolidato.

Rispetto al 31 dicembre 2021, il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine registra un incremento di 8.397 milioni di euro dovuto principalmente a nuove emissioni pari a 9.268 milioni di euro e differenze negative di cambio pari a 2.017 milioni di euro, solo parzialmente compensati dai rimborsi pari a 2.226 milioni di euro e dalla variazione del perimetro di consolidamento del Gruppo pari a 662 milioni di euro e formata principalmente dal debito di Enel Russia, società classificata come disponibile per la vendita.

I rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2022 fanno riferimento principalmente a:

- prestiti obbligazionari per 362 milioni di euro, tra i quali si evidenziano:
 - 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International scaduto a febbraio 2022;
 - 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International scaduto a febbraio 2022;
 - 50 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International scaduto a febbraio 2022;

- un controvalore di 65 milioni di euro relativo a un prestito obbligazionario in pesos colombiani di Enel Colombia scaduto nel mese di marzo 2022;
- finanziamenti per 1.864 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 1.000 milioni di euro relativi al rimborso di un tiraggio della linea di credito di Enel SpA rimborsato nel mese di gennaio 2022;
 - 200 milioni di euro relativi a un finanziamento di Enel SpA rimborsato nel mese di aprile 2022;
 - 115 milioni di euro relativi a vari finanziamenti di En- desa, di cui 99 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
 - un controvalore di 189 milioni di euro relativo a vari finanziamenti delle società sudamericane, di cui 15 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili.

Le principali emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2022 si riferiscono a:

- prestiti obbligazionari per 7.354 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - un "Sustainability-Linked Bond" multi-tranche per un valore di 2.750 milioni di euro, con rimborso in unica

soluzione, emesso a gennaio 2022 da parte di Enel Finance International, così strutturato:

- 1.250 milioni di euro a un tasso fisso pari a 0,250% e con scadenza a novembre 2025;
- 750 milioni di euro a un tasso fisso pari a 0,875% e con scadenza a gennaio 2031;
- 750 milioni di euro a un tasso fisso pari a 1,250% e con scadenza a gennaio 2035;
- un “Sustainability-Linked Bond” per un valore di 750 milioni di sterline (equivalenti a 871 milioni di euro al 30 giugno 2022), a un tasso fisso pari a 2,875% e con scadenza aprile 2029, emesso ad aprile 2022 da parte di Enel Finance International;
- un “Sustainability-Linked Bond” multi-tranche per un valore di 3.500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 3.348 milioni di euro al 30 giugno 2022), con rimborso in unica soluzione, emesso a giugno 2022 da parte di Enel Finance International, così strutturato:
 - 750 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 717 milioni di euro al 30 giugno 2022) a un tasso fisso pari a 4,250% e con scadenza a giugno 2025;
 - 750 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 717 milioni di euro al 30 giugno 2022) a un tasso fisso pari a 4,625% e con scadenza a giugno 2027;
 - 1.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 957 milioni di euro al 30 giugno 2022) a un tasso fisso pari a 5,000% e con scadenza a giugno 2032;
 - 1.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 957 milioni di euro al 30 giugno 2022) a un tasso fisso pari a 5,500% e con scadenza a giugno 2052;
- un prestito obbligazionario a tasso variabile per un valore di 800 milioni di real brasiliani (equivalenti a 146 milioni di euro al 30 giugno 2022) con scadenza

ad aprile 2032, emesso a maggio 2022 da Enel Distribuição São Paulo;

- un prestito obbligazionario a tasso variabile per un valore di 600 milioni di real brasiliani (equivalenti a 110 milioni di euro al 30 giugno 2022) con scadenza a maggio 2032, emesso a maggio 2022 da Enel Distribuição Ceará;
- finanziamenti per 1.914 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 200 milioni di euro relativi a un finanziamento bancario concesso a Enel SpA nel mese di marzo 2022 e legato al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità;
 - 1.243 milioni di euro relativi a vari finanziamenti concessi a Endesa, di cui 1.225 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
 - un controvalore di 403 milioni di euro relativo a vari finanziamenti concessi alle società sudamericane, di cui 103 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (covenant) in capo alle società debentrici (Enel SpA, Enel Finance International, Endesa e le altre società del Gruppo) e, in alcuni casi, in capo a Enel SpA nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. Per una descrizione puntuale degli stessi, si rimanda al Bilancio consolidato 2021. Si segnala che nel mese di maggio 2022 Enel SpA ed Enel Finance International hanno sottoscritto con un pool di banche un amendment and re-statement agreement volto principalmente a incrementare di 3,5 miliardi di euro l'importo della linea di credito revolving “sustainability-linked” da 10 miliardi di euro, stipulata nel marzo 2021.

26.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 12.924 milioni

Al 30 giugno 2022 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 12.924 milioni di euro, regi-

strando un decremento di 382 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro			
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Debiti verso banche a breve termine	2.984	1.329	1.655
Commercial paper	6.743	10.708	(3.965)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	2.762	918	1.844
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	435	351	84
Indebitamento finanziario a breve	12.924	13.306	(382)

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle “altre passività finanziarie correnti”.



Le commercial paper pari a 6.743 milioni di euro, di cui 6.741 milioni di euro legati a obiettivi di sostenibilità, sono composte principalmente da:

- 1.074 milioni di euro, tutti legati a obiettivi di sostenibilità, emessi da Enel Finance International nell'ambito del programma da 8.000 milioni di euro (con la garanzia di Enel SpA);
- 2.728 milioni di euro, tutti legati a obiettivi di sostenibilità, emessi da Endesa SA nell'ambito del programma da 5.000 milioni di euro;

- un controvalore di 2.939 milioni di euro, tutti legati a obiettivi di sostenibilità, emesso da Enel Finance America nell'ambito del programma da 5.000 milioni di dollari statunitensi.

Si sottolinea che nel corso dei primi sei mesi del 2022 i programmi di commercial paper di Enel Finance International ed Endesa sono stati incrementati rispettivamente da 6.000 milioni di euro a 8.000 milioni di euro e da 4.000 milioni di euro a 5.000 milioni di euro.

26.3 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 3.000 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Titoli	443	403	40	9,9%
Crediti finanziari diversi	2.557	2.289	268	11,7%
Totale	3.000	2.692	308	11,4%

I "titoli" sono rappresentati soprattutto da strumenti finanziari valutati al fair value a patrimonio netto nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità.

L'incremento dei "crediti finanziari diversi" è principalmente riconducibile a un incremento di crediti finanziari per 149 milioni di euro relativi a depositi.

26.4 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 8.073 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	2.370	1.538	832	54,1%
Titoli al FVTPL	-	1	(1)	-
Titoli al FVOCI	74	87	(13)	-14,9%
Crediti finanziari e cash collateral	5.397	6.485	(1.088)	-16,8%
Altre	232	356	(124)	-34,8%
Totale	8.073	8.467	(394)	-4,7%

Il decremento della voce è principalmente riconducibile ai minori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati (1.088 milioni di euro), parzialmente compensati dall'incremento della quota corrente

dei crediti finanziari a lungo termine determinata essenzialmente dall'incremento del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo (815 milioni di euro).

27. Attività classificate come possedute per la vendita e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – Euro 562 milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro						
	Attività classificate come possedute per la vendita			Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita		
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Enel Green Power South Africa	-	1.016	(1.016)	-	840	(840)
Ngonye Power Company Limited	40	37	3	30	28	2
Società di Enel X in Italia ⁽¹⁾	178	186	(8)	102	87	15
Gruppo Enel Russia	1.124	-	1.124	821	-	821
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	112	-	112	39	-	39
USME ZE SAS	85	-	85	68	-	68
Fontibon ZE SAS	69	-	69	12	-	12
Tecnatom SA	27	-	27	-	-	-
Altre società minori	6	3	3	7	7	-
Totale	1.641	1.242	399	1.079	962	117

(1) PayTipper SpA, PayTipper Network Srl, CityPoste Payment SpA, Enel X Financial Services Srl, Zacapa Topco Sàrl, Flagpay Srl.

In data 16 giugno 2022 Enel SpA ha firmato alcuni accordi relativi alla cessione dell'intera partecipazione da essa detenuta nel capitale sociale di PJSC Enel Russia, a seguito dei quali le attività nette riferite al Gruppo Enel Russia sono state classificate come disponibili per la vendita e il loro valore è stato adeguato di 527 milioni di euro per allinearli al previsto prezzo di cessione pari a 137 milioni di euro. La posizione finanziaria netta del Gruppo Enel Russia in dismissione al 30 giugno 2022 ammonta a 493 milioni di euro e la riserva di conversione dei cambi accumulata al 30 giugno 2022 ammonta a 1.005 milioni di euro. Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 3 del presente Bilancio

consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Inoltre, il saldo al 30 giugno 2022 delle attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita accoglie principalmente alcune società di Enel X in Italia, alcune società destinate alla vendita in Brasile (CGT Fortaleza) e Colombia e la società spagnola Tecnatom SA.

Nel corso del primo semestre 2022 sono state cedute alcune società rinnovabili in Sudafrica, precedentemente classificate come disponibili per la vendita.

28. Patrimonio netto totale – Euro 45.783 milioni

28.1 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 32.953 milioni

Capitale sociale – Euro 10.167 milioni

Al 30 giugno 2022 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a euro 10.166.679.946, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2021.

Al 30 giugno 2022, in base alle risultanze del libro dei Soci

e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,000% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 19 maggio 2022 ha approvato la distribuzione di un dividendo complessi-



vo pari a 0,38 euro per azione e deliberato la distribuzione di 0,19 euro per azione quale saldo del dividendo, tenuto conto dell'acconto di 0,19 euro per azione già pagato nel mese di gennaio 2022 e al netto delle azioni proprie che risulteranno in portafoglio alla "record date" del 19 luglio 2022. Tale saldo del dividendo è stato messo in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 20 luglio 2022.

Riserva azioni proprie – Euro (39) milioni

Alla data del 30 giugno 2022, le azioni proprie sono rappresentate da n. 5.463.652 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n. 4.889.152 al 31 dicembre 2021), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 39 milioni di euro.

Riserve diverse – Euro 5.102 milioni

Riserva per sovrapprezzo azioni – Euro 7.496 milioni

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva per strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue – Euro 5.567 milioni

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui denominati in euro destinati a investitori istituzionali.

Nel corso del primo semestre 2022 sono stati pagati coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 43 milioni di euro.

Riserva legale – Euro 2.034 milioni

La riserva legale rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – Euro 2.322 milioni

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni. In caso di distribuzione il relativo ammontare non costituisce distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (6.398) milioni

La variazione positiva del periodo, pari a 1.727 milioni di euro, è dovuta principalmente all'apprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere,

soprattutto in America Latina, Stati Uniti e Russia, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo).

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (520) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura. La variazione del periodo è riconducibile principalmente al rialzo del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – Euro (82) milioni

Tali riserve accolgono, in applicazione all'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward. La variazione del periodo è riconducibile principalmente al rialzo del prezzo delle commodity.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – Euro (3) milioni

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (672) milioni

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – Euro (1.083) milioni

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – Euro (2.378) milioni

Tale riserva accoglie le minusvalenze e le plusvalenze realizzate, inclusive dei costi di transazione, a seguito della cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo. La riserva non ha subito variazioni nel corso del periodo.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – Euro (1.181) milioni

Tale riserva accoglie l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate soprattutto in America Latina.

La variazione del periodo, negativa per 338 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti della fusione per incorporazione tra le società Emgesa SA ESP (incorporante), Codensa SA ESP, Enel Green Power Colombia SAS ESP ed ESSA 2 (incorporate), a seguito della quale la percentuale di possesso del Gruppo in Emgesa SA ESP (ora Enel Colombia SA ESP) è passata dal 39,89% al 47,18%, e alla cessione da Endesa X Servicios SLU a Enel X Way Srl del

51% della società Endesa X Way SL che ha comportato una variazione nella percentuale di possesso del Gruppo in quest'ultima dal 70,11% all'85,35%.

Utili e perdite accumulati – Euro 17.723 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi.

Variazioni						
	Utili/ (Perdite) rilevati a patrimonio netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui interessenze di terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	2.376	-	-	2.376	1.768	608
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	1.777	(294)	(306)	1.177	1.733	(556)
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	(58)	(12)	20	(50)	(49)	(1)
Riserva da valutazione di strumenti finanziari FVOCI	(20)	-	7	(13)	(13)	-
Quota OCI di società collegate valutate a equity	52	-	(17)	35	28	7
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	-	-	-	-	-	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	354	-	(40)	314	244	70
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	4.481	(306)	(336)	3.839	3.711	128

28.2 Interessenze di terzi – Euro 12.830 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle Interessenze di terzi suddivisa per area geografica.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Italia	1	1	-	-
Iberia	4.815	5.238	225	219
America Latina	7.252	6.511	322	244
Europa	513	635	(287)	25
Nord America	158	151	5	3
Africa, Asia e Oceania	91	153	(5)	2
Totale	12.830	12.689	260	493

La variazione del semestre delle Interessenze di terzi si riferisce principalmente all'apprezzamento delle valute funzionali delle controllate estere rispetto all'euro (soprattutto in America Latina e Russia), ai risultati del periodo, all'effetto dell'operazione societaria avvenuta in Colombia e all'impatto dell'iperinflazione. Tali effetti sono stati in parte compensati dai dividendi distribuiti e dall'adeguamento di valore degli strumenti di copertura di cash flow hedge.



29. Benefici ai dipendenti – Euro 2.457 milioni

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2021	2.724
Accantonamenti	207
Utilizzi	(221)
Rilasci	(117)
Oneri da attualizzazione	39
Differenze cambio	182
Variazioni perimetro di consolidamento	1
Altri movimenti	(358)
Totale al 30 giugno 2022	2.457

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili.

L'analisi sulla passività derivante dai benefici ai dipendenti viene svolta annualmente, a meno di significative variazioni delle ipotesi attuariali o dei piani intervenute nel frattempo. Al 30 giugno 2022 il Gruppo ha ritenuto opportuno effettuare un aggiornamento semestrale in considerazione delle significative oscillazioni delle variabili macroeconomiche e in special modo dei tassi di interesse e degli indici dei prezzi

al consumo, in particolare in Italia, Spagna e America Latina. La variazione del periodo comporta una diminuzione della passività per 267 milioni di euro.

Gli aggiornamenti delle variabili demografiche hanno comportato maggiori accantonamenti e rilasci rispettivamente per 207 milioni di euro e per 117 milioni di euro (principalmente in Spagna), e maggiori utilizzi per 221 milioni di euro (prevalentemente in America Latina).

Si segnala inoltre un incremento di 182 milioni di euro soprattutto per effetto dell'apprezzamento delle valute dell'America Latina nei confronti dell'euro.

Gli altri movimenti si riferiscono all'adeguamento dei fondi in commento a seguito delle valutazioni attuariali del periodo e registrano una riduzione complessiva pari a 358 milioni di euro. Tale impatto si rileva prevalentemente in Spagna e in Italia.

30. Fondi rischi e oneri – Euro 9.047 milioni

Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale fondi rischi e oneri
Totale al 31 dicembre 2021	7.197	1.126	8.323
Accantonamenti	239	1.134	1.373
Utilizzi	(204)	(330)	(534)
Rilasci	(152)	(36)	(188)
Oneri da attualizzazione	(57)	7	(50)
Differenze cambio	114	6	120
Variazioni perimetro di consolidamento	42	-	42
Accantonamenti per fondi smantellamento e ripristino	(49)	-	(49)
Altri movimenti	(107)	117	10
Totale al 30 giugno 2022	7.023	2.024	9.047

La principale movimentazione dei fondi rischi e oneri nel primo semestre 2022 è riconducibile soprattutto agli accantonamenti del periodo per la compliance ambientale principalmente in Italia e Spagna per il maggior ricorso alla generazione termoelettrica.

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 programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica.

31. Altre passività non correnti/correnti

La voce “Altre passività non correnti” accoglie principalmente i debiti per tax partnership e la rilevazione delle passività relative all'esito del contenzioso PIS/COFINS in Brasile, commentato nella nota 23. Tali passività hanno registrato un incremento di 611 milioni di euro connesso

prevalentemente all'andamento dell'euro rispetto al real brasiliano e al dollaro statunitense, e all'incremento dei debiti per tax partnership.

Le passività correnti sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro				
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazioni	
Debiti commerciali	16.413	16.959	(546)	-3,2%
Debiti per imposte sul reddito	958	712	246	34,6%
Altre passività correnti	13.489	12.959	530	4,1%
Totale	30.860	30.630	230	0,8%

I “debiti commerciali”, pari a 16.413 milioni di euro (16.959 milioni di euro al 31 dicembre 2021), sono in diminuzione di 546 milioni di euro per effetto del normale andamento del ciclo passivo soprattutto in Italia, Brasile e Stati Uniti.

I “debiti per imposte sul reddito”, al 30 giugno 2022, sono incrementati di 246 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 a fronte dell'iscrizione delle imposte di competenza del periodo.

L'incremento delle “altre passività correnti” è riconducibile principalmente all'aumento dei debiti tributari per l'imposta sul valore aggiunto e all'incremento del debito per dividendi deliberati nell'Assemblea degli azionisti del 19 maggio 2022 il cui pagamento è previsto nel mese di luglio 2022.

32. Gestione del rischio

Per una trattazione completa degli strumenti di hedging utilizzati dal Gruppo per fronteggiare i diversi rischi insiti nell'esercizio della propria attività industriale, si rinvia a quanto descritto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

Nel corso del primo semestre 2022 l'impatto del COVID-19 sui temi della gestione del rischio risulta decisamente attenuato. La forte volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari ed energetici in questi ultimi mesi è ascrivibile, più che agli effetti della pandemia legata al COVID-19, al prolungarsi del conflitto tra Russia e Ucraina e al rischio di allarga-

mento della crisi geopolitica che hanno prodotto tra l'altro diffuse tensioni inflazionistiche su gran parte delle materie prime mondiali, comprese quelle energetiche. Il consolidamento delle spinte inflazionistiche ha comportato l'avvio di politiche monetarie restrittive da parte delle principali banche centrali mondiali associato a un forte deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Nelle note seguenti sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato.



32.1 Contratti derivati inclusi in Attività non correnti - Euro 8.559 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività non correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di rischio e per designazione.

Milioni di euro			
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	140	19	121
- cambi	2.657	1.356	1.301
- commodity	4.456	1.059	3.397
Totale derivati di cash flow hedge	7.253	2.434	4.819
Derivati di fair value hedge:			
- tassi	24	19	5
- cambi	17	42	(25)
Totale derivati di fair value hedge	41	61	(20)
Derivati di trading:			
- tassi	-	-	-
- cambi	2	-	2
- commodity	1.263	277	986
Totale derivati di trading	1.265	277	988
TOTALE	8.559	2.772	5.787

I derivati su tasso di interesse in cash flow hedge presentano un incremento di 121 milioni di euro connesso principalmente al generale rialzo delle curve dei tassi di interesse nel corso del primo semestre 2022.

I derivati su tasso di interesse in fair value hedge presentano un incremento del fair value, pari a 5 milioni di euro, attribuibile all'andamento delle curve dei tassi di interesse verificatosi nel corso del primo semestre 2022 e a nuove operazioni di copertura attraverso la negoziazione di interest rate swap.

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del cambio relativo alle emissioni obbligazionarie in valuta tramite cross

currency interest rate swap e registrano un incremento di 1.301 milioni di euro. Tale incremento è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto al dollaro statunitense e alla sterlina inglese e dalle nuove negoziazioni di cross currency interest rate swap a fronte della emissione obbligazionaria in dollari statunitensi intervenuta nel mese di giugno 2022. I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a coperture su energia per un fair value di 2.363 milioni di euro, a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 1.948 milioni di euro e a transazioni su CO₂ per complessivi 145 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading è riferito a prevalentemente a operazioni in derivati su energia, gas e commodity petrolifere per complessivi 1.263 milioni di euro.

32.2 Contratti derivati inclusi in Attività correnti – Euro 40.451 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di rischio e per designazione.

Milioni di euro			
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	1	-	1
- cambi	321	104	217
- commodity	6.328	3.023	3.305
Totale derivati di cash flow hedge	6.650	3.127	3.523
Derivati di trading:			
- tassi	-	1	(1)
- cambi	64	23	41
- commodity	33.737	19.640	14.097
Totale derivati di trading	33.801	19.664	14.137
TOTALE	40.451	22.791	17.660

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono prevalentemente a transazioni finalizzate alla copertura del rischio cambio connesso alle operazioni di compravendita di commodity energetiche, a progetti di investimento del settore delle energie rinnovabili (compresi i sistemi di accumulo di energia a batteria), all'acquisizione di contatori digitali di ultima generazione e, in via residuale, a finanziamenti bancari in valuta.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi di trading, pari a 64 milioni di euro, è riferito a operazioni che pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su energia per un ammontare di 1.132 milioni di euro, a operazioni in derivati su gas e petrolio per 4.666 milioni di euro e a coperture su CO₂ e carbone per complessivi 530 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading, per complessivi 33.737 milioni di euro, è relativo a operazioni in derivati su energia, gas e petrolio, carbone e CO₂ e altri sottostanti e registra un incremento di 14.097 milioni di euro. Tale variazione si può attribuire prevalentemente alle operazioni su gas e petrolio, tuttavia il periodo di forte volatilità dei prezzi ha caratterizzato l'intero comparto delle commodity.



32.3 Contratti derivati inclusi in Passività non correnti – Euro 10.126 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti derivati di cash flow hedge, fair value hedge e di trading.

Milioni di euro			
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	104	620	(516)
- cambi	1.054	1.244	(190)
- commodity	5.847	1.301	4.546
Totale derivati di cash flow hedge	7.005	3.165	3.840
Derivati fair value hedge:			
- tassi	42	5	37
- cambi	50	-	50
Totale derivati di fair value hedge	92	5	87
Derivati di trading:			
- cambi	3	2	1
- commodity	3.026	167	2.859
Totale derivati di trading	3.029	169	2.860
TOTALE	10.126	3.339	6.787

Il decremento del fair value dei derivati di cash flow hedge sui tassi di interesse è dovuto principalmente all'innalzamento delle curve dei tassi verificatosi nel corso del primo semestre 2022. Si segnala inoltre l'operazione di unwinding di interest rate swap forward starting e la relativa allocazione in corrispondenza dell'emissione in dollari statunitensi avvenuta nel mese di giugno 2022.

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante cross currency interest rate swap) delle emissioni obbliga-

zionarie in valuta. La riduzione del fair value rispetto al 31 dicembre 2021 è determinata principalmente dall'andamento dell'euro rispetto al dollaro e alla sterlina inglese. I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono a transazioni su energia per 2.175 milioni di euro, su gas e petrolio per 3.658 milioni di euro e a coperture su CO₂ per 14 milioni di euro. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di trading su commodity ammonta complessivamente a 3.026 milioni di euro e si riferisce prevalentemente alle operazioni su energia, gas e commodity petrolifere.

32.4 Contratti derivati inclusi in Passività correnti – Euro 38.994 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei “Contratti derivati” di cash flow hedge e di trading.

Milioni di euro			
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	2	9	(7)
- cambi	166	49	117
- commodity	8.243	4.853	3.390
Totale derivati di cash flow hedge	8.411	4.911	3.500
Derivati di trading:			
- tassi	36	73	(37)
- cambi	145	60	85
- commodity	30.402	19.563	10.839
Totale derivati di trading	30.583	19.696	10.887
TOTALE	38.994	24.607	14.387

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono a operazioni di copertura del cambio relativo a finanziamenti in valuta, alle attività di compravendita di commodity energetiche e a transazioni poste in essere al fine di mitigare il rischio cambio derivante da aumenti di capitale in valuta. La variazione di fair value dei derivati di cash flow hedge è dovuta principalmente all'andamento dell'euro rispetto alle principali divise e alla normale operatività in cambi.

I derivati di trading su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio che pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi

contabili per il trattamento in hedge accounting.

Il fair value dei derivati di trading su tasso di interesse risulta pari a 36 milioni di euro, registrando un decremento di 37 milioni di euro rispetto a dicembre 2021 principalmente imputabile all'innalzamento della curva dei tassi di interesse.

I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a contratti su gas e commodity petrolifere per un fair value di 7.996 milioni di euro e a coperture su energia per 247 milioni di euro. I derivati su commodity classificati di trading includono contratti derivati relativi a energia, carbone e CO₂, gas, petrolio e altre commodity per un fair value complessivo di 30.402 milioni di euro.



33. Attività e passività valutate al fair value

Ai sensi dell'informativa richiesta dal paragrafo 15B (k) dello IAS 34, si precisa che il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche cui la società può acce-

dere alla data di valutazione;

- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale (così come evidenziati nella nota 50 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021) e che le metodologie utilizzate nella misurazione di tale fair value di Livello 2 e di Livello 3 sono coerenti con quelle dell'ultimo bilancio annuale. Per una più ampia descrizione degli aspetti generali e dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo relativamente alla valutazione al fair value, si rinvia alla nota 2 "Principi contabili" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

34. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate di-

rettamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

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

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

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

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

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

giunto rispettivamente in essere nel primo semestre 2022 e 2021 e al 30 giugno 2022 e al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale 1° semestre 2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.866	65	1.811	94	4.836	98	4.934	66.164	7,5%
Altri proventi	-	-	(1)	3	-	2	20	22	1.094	2,0%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	103	103	5.450	1,9%
Energia elettrica, gas e combustibile	3.881	6.803	-	2.168	-	12.852	139	12.991	47.209	27,5%
Servizi e altri materiali	-	61	2	1.667	21	1.751	113	1.864	10.251	18,2%
Altri costi operativi	5	82	-	6	-	93	-	93	2.105	4,4%
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	17	-	17	-	17	1.409	1,2%
Oneri finanziari	-	-	4	4	-	8	16	24	6.605	0,4%

(1) Il dato include Open Fiber SpA che lo scorso anno era considerata società collegata.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti ⁽¹⁾	Altre	Totale al 30.06.2022	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.06.2022	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	1.242	1.242	7.111	17,5%
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-	-	3	3	8.559	-
Altre attività non correnti	-	-	-	118	-	118	-	118	3.581	3,3%
Crediti commerciali	-	374	15	726	38	1.153	193	1.346	16.805	8,0%
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-	-	32	32	40.451	0,1%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	49	49	8.252	0,6%
Altre attività correnti	-	1	38	55	2	96	64	160	7.644	2,1%
Crediti finanziari e titoli a breve termine	-	-	-	5	-	5	130	135	8.073	1,7%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	491	-	491	345	836	62.052	1,3%
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	216	8	224	-	224	6.188	3,6%
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-	-	4	4	10.126	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	8	8	6	14	12.924	0,1%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-	89	21	110	4.727	2,3%
Debiti commerciali	1.255	631	-	1.620	9	3.515	107	3.622	16.413	22,1%
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	29	1	30	-	30	1.499	2,0%
Altre passività correnti	-	-	14	35	27	76	4	80	13.489	0,6%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	20	-	11	54	85	-	85		
Garanzie ricevute	-	-	-	135	36	171	-	171		
Impegni	-	-	-	359	-	359	-	359		

(1) Il dato include Open Fiber SpA che lo scorso anno era considerata società collegata.



Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre	Totale 1° semestre 2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici										
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	738	154	1.199	102	2.193	134	2.327	35.391⁽¹⁾⁽²⁾	6,6%
Altri proventi	-	-	-	-	-	-	4	4	900	0,4%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	41	41	2.197⁽²⁾	1,9%
Energia elettrica, gas e combustibile	1.345	1.531	-	687	-	3.563	78	3.641	17.127⁽¹⁾	21,3%
Servizi e altri materiali	-	20	1	1.406	26	1.453	72	1.525	8.751⁽¹⁾	17,4%
Altri costi operativi	2	117	-	6	2	127	-	127	1.291	9,8%
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	4	-	4	2	6	205⁽¹⁾	2,9%
Oneri finanziari	-	-	-	5	-	5	12	17	3.367	0,5%

(1) I dati relativi ai primi sei mesi del 2021 sono stati adeguati, ai soli fini comparativi, per tener conto degli effetti della diversa classificazione derivante dalla valutazione al fair value alla fine del periodo dei contratti outstanding per compravendita di commodity regolate con consegna fisica; tale diversa classificazione non ha comportato effetti sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

(2) Ai soli fini comparativi si è proceduto a effettuare una riclassifica da proventi finanziari a ricavi, per un importo di 76 milioni di euro nel primo semestre 2021, della componente rilevata a Conto economico legata alla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ai servizi in concessione delle attività di distribuzione in Brasile rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Tale ultima classificazione ha comportato effetti di pari importo sul risultato operativo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Altre	Totale al 31.12.2021	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2021	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali										
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	1.120	1.120	5.704	19,6%
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-	-	14	14	2.772	0,5%
Altre attività non correnti	-	-	-	119	-	119	-	119	3.268	3,6%
Crediti commerciali	-	469	9	659	36	1.173	148	1.321	16.076	8,2%
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-	-	32	32	22.791	0,1%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	1	1	156	157	8.645	1,8%
Altre attività correnti	-	-	76	21	2	99	24	123	5.002	2,5%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	536	-	536	344	880	54.500	1,6%
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	187	7	194	-	194	6.214	3,1%
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-	-	1	1	3.339	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-	-	6	6	13.306	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-	89	20	109	4.031	2,7%
Debiti commerciali	1.903	641	1	1.466	12	4.023	59	4.082	16.959	24,1%
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	24.607	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	12	-	12	-	12	1.433	0,8%
Altre passività correnti	-	-	-	38	38	76	4	80	12.959	0,6%
Altre informazioni										
Garanzie rilasciate	-	40	-	11	59	110	-	110		
Garanzie ricevute	-	-	-	138	36	174	-	174		
Impegni	-	-	-	401	-	401	-	401		

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 as-

sicurare la trasparenza 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 del primo semestre 2022 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.

35. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.734	4.937	(203)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	89.305	71.244	18.061
- acquisti di combustibili	80.199	58.042	22.157
- forniture varie	2.824	1.631	1.193
- appalti	4.879	4.668	211
- altre tipologie	10.060	6.187	3.873
Totale	187.267	141.772	45.495
TOTALE	192.001	146.709	45.292

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2022 a 89.305 milioni di euro, di cui 23.379 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2022-2026, 22.191 milioni di euro relativi al periodo 2027-2031, 18.000 milioni di euro al periodo 2032-2036 e i rimanenti 25.735 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 estera), ammontano al 30 giugno 2022 a 80.199 milioni di euro, di cui 13.683 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2022-2026, 49.410 milioni di euro relativi al periodo 2027-2031, 10.310 milioni di euro al periodo 2032-2036 e i rimanenti 6.796 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.



36. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021, cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud – “Ceneri” – Italia

Con riferimento al procedimento penale avviato dalla Procura presso il Tribunale di Lecce nel 2017, afferente ai processi di riutilizzo delle ceneri cosiddette “leggere” da parte della centrale termoelettrica di Brindisi Sud e pendente nei confronti sia di indagati persone fisiche sia di Enel Produzione SpA ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, alla prima udienza dibattimentale del 10 marzo 2022 le parti hanno discusso le questioni preliminari sulle quali il Giudice si è riservato, rinviando

l'udienza al 26 maggio 2022 per lo scioglimento della riserva. A tale udienza il Giudice, in accoglimento dell'eccezione sollevata dalle difese in merito alla nullità dell'udienza preliminare del 22 ottobre 2021, svoltasi senza la necessaria presenza delle parti, ha dichiarato la nullità dell'udienza preliminare nonché del decreto che ha disposto il rinvio a giudizio, rimettendo gli atti al Tribunale di Lecce, dinanzi al quale dovrà celebrarsi nuovamente l'udienza preliminare, fissata per il 23 settembre 2022.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud – Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel – Italia

Con riguardo al giudizio di rinvio disposto dalla 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 quale, all'udienza del 10 novembre 2021, ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti degli imputati, con formula piena “per non aver commesso il fatto” e ha conseguentemente revocato le statuizioni civili. La decisione è passata in giudicato.

Procedimento antitrust Enel, Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale – Italia

In relazione al procedimento, pendente dinanzi al Consiglio di Stato, con cui Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) hanno impugnato il provvedimento del 20 dicembre 2018, con cui l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha disposto l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 93.084.790,50 euro (successivamente rideterminata dall'AGCM in 27.529.786,46 euro, a seguito della sentenza di primo grado emessa dal TAR

Lazio), con decisione del 12 maggio 2022 si è chiuso il procedimento con cui era stato disposto il rinvio pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) ai sensi dell'art. 267 TFUE, formulando alcuni quesiti volti a chiarire l'interpretazione del concetto di “abuso di posizione dominante” da applicarsi al caso di specie. L'udienza pubblica dinanzi al Consiglio di Stato per la discussione e la decisione del merito del ricorso è stata pertanto fissata per il 17 novembre 2022.

Contenzioso BEG

Italia

Con riferimento al procedimento avviato da Enel SpA (Enel) ed Enelpower SpA (Enelpower) dinanzi al Tribunale

di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA (BEG) per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia in favore di Enelpower mediante le iniziative assunte dalla propria controllata Albanian BEG

Ambient Shpk (ABA) in diverse giurisdizioni, chiedendo la condanna di BEG a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel ed Enelpower dovessero essere tenute a corrispondere ad ABA in caso di esecuzione della sentenza albanese, l'appello proposto dalle società Enel contro la decisione di primo grado è stato rigettato con sentenza della Corte d'Appello di Roma del 7 marzo 2022 depositata in data 21 marzo 2022. Enel ed Enelpower stanno valutando le azioni da intraprendere in relazione a tale pronuncia.

Con riferimento all'azione avviata alla fine del 2021 dinanzi al Tribunale di Milano da parte di BEG nei confronti dello Stato italiano e, tra gli altri convenuti, anche di Enel ed Enelpower, con ordinanza del 14 giugno 2022, comunicata in pari data, resa a scioglimento della riserva assunta all'esito dell'udienza di prima comparizione delle parti, tenutasi il 24 maggio 2022, il Tribunale di Milano ha dichiarato la propria incompetenza a conoscere della controversia, in favore del Tribunale di Roma, condannando BEG al pagamento delle spese processuali in favore dei convenuti.

Incentivi ambientali – Spagna

In merito al procedimento investigativo avviato – conseguentemente alla Decisione della Commissione Europea del 27 novembre 2017 sul tema degli incentivi ambientali per le centrali termoelettriche – dalla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione dell'Unione Europea 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 carbo-

Francia

Con riferimento al giudizio avviato da ABA per ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in Francia, Enel ed Enelpower stanno predisponendo le proprie difese per la costituzione in giudizio nel procedimento avviato a giugno 2021 da ABA dinanzi alla Cour de Cassation per l'impugnazione della sentenza di rigetto emessa dalla Corte d'Appello di Parigi. Il termine per le società per compiere questa attività, a seguito del rigetto della *requête en radiation* presentata dalle società, è posticipato al 30 dicembre 2022. In relazione al giudizio avviato dalle società Enel volto a ottenere la liberazione dei sequestri conservativi ottenuti da ABA e venuti meno in conseguenza della sentenza di appello, con ordinanza del 16 giugno 2022 il Tribunale di Parigi ha ordinato il rilascio dei sequestri conservativi, ordinando altresì ad ABA il pagamento in favore di Enel della somma di 139.400,85 euro per danni e di 7.000,00 euro per spese legali. In data 11 luglio 2022 si è appreso che ABA ha comunicato la propria intenzione di impugnare la decisione.

ne previsto nell'Ordinanza ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno, Naturgy ed EDP España hanno impugnato dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (CGUE) la decisione del Tribunale di rigetto del ricorso presentato da Naturgy. Endesa Generación ha chiesto di intervenire nel procedimento e con ordinanza del 1° giugno 2022 la CGUE ha dichiarato l'intervento ammissibile.

Contenziosi Furnas-Tractebel – Brasile

Con riferimento alla domanda giudiziale presentato dalla società Tractebel nei confronti di CIEN (oggi Enel CIEN) in relazione all'asserito inadempimento di quest'ultima al contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di in-

terconnessione Argentina-Brasile in favore di Tractebel, la fase istruttoria si è conclusa e si è in attesa della decisione. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 28 milioni di euro), oltre interessi, rivalutazione e danni da quantificare.

Contenziosi Cibran – Brasile

In merito alla seconda domanda presentata dalla società Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) nei confronti della società del Gruppo Enel Ampla Energia e Serviços SA (oggi Enel Distribuição Rio de Janeiro) per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana con riferimento agli anni dal 1987 al 1994, oltre a richieste di indennizzo per danni morali, il

ricorso (*agravo interno*) presentato da Cibran al Superior Tribunal de Justiça è stato rigettato il 24 marzo 2022. Il 19 aprile 2022 Cibran ha presentato un nuovo ricorso (*recurso extraordinario*), che è stato rigettato con decisione del 13 maggio 2022.

L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 681 milioni di real brasiliani (circa 125 milioni di euro).



Contenziosi AGM-Funac - Brasile

In relazione all'azione giudiziale avviata da alcuni comuni dello Stato di Goiás per ottenere la restituzione di quote dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) ricevute da Celg Distribuição SA - Celg-D (oggi Enel Distribuição Goiás) - che secondo le amministrazioni avrebbero dovuto essere cedute alle stesse - in forza di un accordo stipulato dalla società con l'Associazione dei comuni di Goiás (AGM), lo Stato di Goiás e la Banca di Goiás e successivamente dichiarato nullo dal Tribunale Supremo Federale, si evidenziano, tra le altre: (i) l'azione del Município de Aparecida de Goiânia pendente in primo grado e attualmente in fase istruttoria, per un importo di circa 784 milioni di real brasiliani (circa 143 milioni di euro); (ii) l'azione del Município de Quirinópolis, anch'essa pendente in primo grado e in fase istruttoria per un importo di circa 419 milioni di real brasiliani (circa 77 milioni di euro); (iii) l'azione del Município de Anápolis, rimessa dinanzi al giudice di primo grado a seguito del fallimento di un tentativo di conciliazione tra le parti e pendente in fase istruttoria, per un importo di circa 397 milioni di real brasiliani (circa 73 milioni di euro). Il valore totale dei contenziosi è pari a circa 3,97 miliardi di real brasiliani (circa 717 milioni di euro). La passività potenziale derivante dal presente contenzioso è coperta dal fondo cosiddetto "Funac", costituito nell'ambito del processo di privatizzazione di Celg-D, oggetto di alcuni contenziosi relativi alle misure legislative che hanno impattato, tra l'altro, il suo ambito di applicazione.

In particolare, in data 5 febbraio 2019 è stata promulgata la legge n. 20416 con la quale lo Stato di Goiás ha ridotto dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività sia del fondo Funac (istituito in forza della legge n. 17555 del 20 gennaio 2012), sia del sistema di beneficio fiscale (istituito in forza della legge n. 19473 del 3 novembre 2016) che permette a Enel Distribuição Goiás di ottenere il rimborso del pagamento di alcune somme tramite una compensazione fiscale con il pagamento dell'ICMS.

Il 25 febbraio 2019 Enel Distribuição Goiás ha impugnato la legge n. 20416 dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás attraverso una domanda di merito (*writ of mandamus*) e contestuale richiesta di sospensione cautelare che, dopo essere stata dapprima respinta in via preliminare e successivamente accolta, è stata infine respinta nuovamente dal Tribunale dello Stato di Goiás in data 1° ottobre 2019, con ordinanza di revoca della misura cautelare precedentemente concessa. Pertanto, gli effetti della legge sono sta-

ti ripristinati a partire da tale data. Avverso tale decisione Enel Distribuição Goiás ha presentato ricorso sostenendo che il diritto alla garanzia dei crediti fiscali ha un fondamento sia legale sia contrattuale e che, pertanto, risultano palesemente illegittime le azioni che lo Stato di Goiás ha posto in essere allo scopo di sospendere integralmente l'applicazione di tali leggi. In data 2 ottobre 2019 il ricorso presentato da Enel Distribuição Goiás è stato rigettato. Successivamente, il 21 novembre 2019 e poi il 5 maggio 2020 Enel Distribuição Goiás ha impugnato dinanzi al Superior Tribunal de Justiça (STJ) questa decisione e la successiva decisione del 27 febbraio 2020 con la quale il Tribunale de Justiça (TJ) ha dichiarato inammissibile l'impugnazione. Il procedimento è in corso di svolgimento.

Nell'ambito del procedimento di merito (*writ of mandamus*), 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 che è stata rigettata il 9 novembre 2021, in adesione alle conclusioni del Pubblico Ministero del 5 ottobre 2021. È stato pertanto disposto il rinvio della causa dinanzi al giudice del merito.

Inoltre, è importante sottolineare che la copertura del fondo Funac è prevista contrattualmente nell'ambito dell'accordo per l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás da parte di Enel Brasil SA.

In data 26 aprile 2019 è stata altresì promulgata la legge n. 20468 con la quale lo Stato di Goiás ha revocato integralmente il sistema di beneficio fiscale sopra menzionato. In data 5 maggio 2019 Enel Distribuição Goiás ha impugnato tale legge nei confronti dello Stato di Goiás attraverso una domanda di merito e contestuale richiesta di sospensione cautelare. Con provvedimento reso all'udienza del 20 luglio 2021, e successivamente confermato in data 17 settembre 2021, il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato la domanda cautelare di Enel Distribuição Goiás.

Infine, si rileva che l'associazione brasiliana delle società di distribuzione di energia elettrica (ABRADEE) aveva presentato dinanzi alla Corte Costituzionale brasiliana (Supremo Tribunal Federal) un'azione di costituzionalità relativamente alle predette leggi n. 20416 e n. 20468, che era stata respinta il 3 giugno 2020 attraverso una decisione individuale del giudice relatore sul presupposto dell'assenza dei requisiti formali. Tale decisione è stata poi impugnata dinanzi alla Corte Suprema del Brasile e l'impugnazione è stata rigettata con decisione passata in giudicato il 5 aprile 2021.

Contenzioso União de Trabalhadores das Industrias Urbanas do Estado de Goiás – Brasile

Un sindacato, in rappresentanza di circa 1.685 dipendenti, ha convenuto in giudizio Enel Distribuição Goiás per ottenere la corresponsione di alcune differenze retributive per una somma da quantificarsi nel successivo procedimento per la quantificazione che si svolgerà all'esito del giudizio di merito. Enel Distribuição Goiás ha ottenuto una decisione favorevole in primo grado, successivamente riformata in appello con provvedimento confermato dal Tribunal Regional do Trabalho. In particolare, dopo che il tribunale di primo grado aveva respinto la domanda del sindacato, accogliendo le difese della società, in sede di impugnazione

il Tribunal Regional do Trabalho ha modificato la decisione, uniformandosi alla propria giurisprudenza in merito al pagamento integrale delle differenze retributive anche in ipotesi di ipotizzato parziale adempimento del contratto. Attualmente è pendente il ricorso straordinario proposto da Enel Distribuição Goiás dinanzi al Tribunal Superior do Trabalho in relazione a tale ultimo provvedimento e si è in attesa della decisione. Il valore della controversia è stimato in un importo pari a circa 1 miliardo di real brasiliani (circa 185 milioni di euro).

GasAtacama Chile – Cile

In relazione ai procedimenti – successivamente riuniti – avviati da alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA nei confronti di GasAtacama Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni,

per un importo di circa 58 milioni di euro, la prima società, e circa 141 milioni di euro, le altre, recentemente riassunti dagli attori a seguito di un periodo di sospensione disposto in conseguenza della pandemia da COVID-19, la fase istruttoria è iniziata e in corso di svolgimento.

Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* – Colombia

In merito alla *acción de grupo* avviata dal Centro Médico de la Sabana e altri soggetti nei confronti di Codensa per ricevere la restituzione di quanto sarebbe stato asseritamente pagato in eccesso in tariffa, la fase istruttoria si è

conclusa e si è in attesa della sentenza. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

Arbitrato Chucas – Costa Rica

Con riguardo al procedimento arbitrale avviato da PH Chucas SA (Chucas) di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) nei confronti dell'Instituto 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 contesta-

to 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. La questione è stata successivamente sottoposta al vaglio della Prima Sezione della Suprema Corte e il procedimento arbitrale è stato sospeso. In data 12 maggio 2022, con provvedimento ancora non notificato alla società, la Prima Sezione della Corte Suprema ha dichiarato l'incompetenza del Tribunale Arbitrale a conoscere della controversia.



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) e da CKD Infraestructura México SA de Cv) nei confronti di Kino Contractor SA de Cv, Kino

Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA, relativamente alla violazione di due contratti relativi a progetti solari di proprietà delle attrici, la pretesa economica delle controparti è stata aggiornata a circa 135 milioni di dollari statunitensi, mentre Kino Facilities non ha insistito nella propria domanda riconvenzionale. Prosegue la fase di scambio di memorie e documenti tra le parti.

Allianz – Nord America

Il 18 maggio 2022 High Lonesome Wind Project LLC è stata convenuta in giudizio dinanzi alla New York Superior Court da parte di Allianz Risk Transfer Ltd, per un ammontare di circa 203 milioni di dollari statunitensi, in merito all'asserito

debito maturato dalla società, a partire da febbraio 2020, in relazione a un Proxy Revenue Swap. La domanda è contestata nella sua interezza. Il procedimento è attualmente riassegnato alla Southern District Court di New York.

Gastalsa – Perù

Nel mese di febbraio 2022 Enel Generación Piura SA (EGPIURA) è venuta a conoscenza di una misura cautelare emessa dal Tribunale Civile di Talara della Corte Superiore di Giustizia di Sullana (Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana) in favore di Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) che ordina alla Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, all'Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) e al Ministero dell'Energia di: (i) ripristinare la concessione di gas naturale del distretto di Parinas, della Provincia di Talara e del Dipartimento di Piura in favore di

Gastalsa; e (ii) procedere alla valorizzazione e al trasferimento del gasdotto in suo favore. Quanto sopra comporta che il gasdotto, attualmente di proprietà di EGPIURA (che fornisce gas naturale alla centrale termica Malacas) sia valorizzato per essere trasferito a Gastalsa. In parallelo, è pendente in secondo grado il giudizio di merito iniziato da Gastalsa per la revoca del provvedimento che annullava la concessione in suo favore e il conseguente trasferimento del gasdotto di proprietà di EGPIURA alla stessa Gastalsa. In considerazione della natura della controversia, il potenziale impatto economico non può essere allo stato determinato.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

Con riferimento ai procedimenti riuniti avviati da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) e MH Manažment (MHM) dinanzi ai tribunali slovacchi volti ad accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement, nel procedimento d'appello avviato da VV, attualmente pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava – a seguito del rinvio operato dalla Corte Suprema di Bratislava – è in corso lo scambio di memorie tra le parti.

Con riguardo ai giudizi intentati da VV nei confronti di Slovenské elektrárne (SE) per l'accertamento di un asserito

ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato complessivamente in circa 360 milioni di euro, oltre a interessi) per il periodo 2006-2015, i procedimenti relativi agli anni dal 2009 al 2011 e dal 2013 al 2015 sono tutti pendenti in primo grado; in alcuni sono state scambiate delle memorie. Nei procedimenti per gli anni 2011 e 2014 la fissazione dell'udienza di primo grado, a seguito di alcuni rinvii a data fissa, è stata successivamente rinviata a data da destinarsi a causa della situazione di emergenza epidemiologica in corso. Nei restanti procedimenti sono state fissate udienze tra il mese di maggio, successivamente posticipate a ottobre, e il mese di novembre 2022.

Contenziosi fiscali in Brasile

PIS/COFINS/ICMS – Enel Distribuição São Paulo

Nel marzo 2017 il Supremo Tribunal Federal del Brasile (STF) ha deliberato in merito al calcolo delle imposte PIS e COFINS confermando la tesi secondo cui l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) non rientrava nella base di calcolo del PIS e del COFINS.

Nel maggio 2021 il STF ha stabilito che gli effetti si sarebbero prodotti a partire dal giudizio di marzo 2017, fatta eccezione per i contribuenti che avevano presentato ricorso prima di tale data.

Le società brasiliane del Gruppo interessate dalla sentenza STF avevano già avviato azioni legali presso i rispettivi tribunali regionali federali. Successivamente, questi ultimi hanno notificato alle stesse la decisione finale, riconoscendo il diritto di dedurre l'ICMS applicata alle loro operazioni dalla base di calcolo del PIS e COFINS. Poiché l'eccedenza di pagamento delle imposte PIS e COFINS è stata trasfe-

rita ai clienti finali, contestualmente alla rilevazione di tali imposte recuperabili, è stata rilevata una passività verso gli stessi per i medesimi importi, al netto di qualsiasi costo sostenuto o da sostenere nei procedimenti legali. Tali passività rappresentano l'obbligo di restituire ai clienti finali le imposte recuperate.

Enel Distribuição São Paulo a tal proposito ha intrapreso due contenziosi attivi terminati a suo favore e relativi, rispettivamente, al periodo da dicembre 2003 a dicembre 2014 e da gennaio 2015 in avanti. In riferimento al secondo giudizio, la Federal Union ha depositato un'azione di rescissione avverso la società, contestando il fatto che parte del periodo in questione (antecedente a marzo 2017) sarebbe negativamente impattata dalla sentenza di maggio 2021 del STF sopra citata.

A maggio 2022 la società ha impugnato tale azione e difenderà il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo della causa al 30 giugno 2022 è di circa 204 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Spagna

Imposte sui redditi – Enel Iberia, Endesa e controllate

Nel 2018 l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una verifica generale che ha interessato le società del Gruppo facenti parte del consolidato fiscale spagnolo. Tale verifica, avviata nel 2016, ha interessato l'imposta sui redditi delle società, l'imposta sul valore aggiunto e le ritenute (principalmente relativamente agli anni dal 2012 al 2014).

Con riferimento alle principali contestazioni, le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central – TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato. In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 133 milioni di euro al 30 giugno 2022:

- Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 88 milioni di euro) e

di alcuni oneri finanziari (circa 15 milioni di euro);

- Endesa e le sue controllate, principalmente difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di alcuni oneri finanziari (circa 24 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 6 milioni di euro).

Nel 2021 l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una nuova verifica generale relativamente agli anni dal 2015 al 2018. Le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.

In relazione alla principale contestazione in materia di imposta sui redditi delle società, riferibile alla deducibilità di alcuni oneri finanziari, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 230 milioni di euro al 30 giugno 2022 (Enel Iberia 221 milioni di euro; Endesa SA 9 milioni di euro).



37. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Enel e Intesa Sanpaolo perfezionano l'acquisizione di Mooney

In data 14 luglio 2022 Enel SpA, attraverso la società interamente controllata Enel X, e Intesa Sanpaolo, attraverso la controllata Banca 5, hanno perfezionato l'acquisizione da Schumann Investments SA, società controllata dal fondo internazionale di private equity CVC Capital Partners Fund VI, del 70% del capitale sociale di Mooney Group SpA.

In particolare, dopo aver ottenuto le necessarie autorizzazioni amministrative, Enel X ha acquisito il 50% del capitale di Mooney, mentre Banca 5, che già deteneva il 30% del capitale di Mooney, ha aumentato la propria partecipazione al 50%, venendosi in tal modo a creare un controllo congiunto di entrambe le parti su Mooney.

Sulla base di un enterprise value del 100% di Mooney di 1.385 milioni di euro, Enel X ha pagato un corrispettivo

complessivo di circa 225 milioni di euro (inclusivo dell'aggiustamento prezzo) per la parte di equity e di circa 125 milioni di euro per l'acquisto di un preesistente credito vantato da Schumann Investments nei confronti di Mooney.

Previo approvazione del consiglio di amministrazione di Mooney, tutte le attività relative ai servizi finanziari di Enel X in Italia, commercializzate con il marchio Enel X Pay, saranno vendute a Mooney. In particolare, Enel X cederà a Mooney, per un corrispettivo di circa 140 milioni di euro, l'intero capitale sociale di Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper e Junia Insurance, dando vita in tal modo a una joint fintech europea. Queste operazioni sono in linea con il Piano Strategico 2022-2024 del Gruppo Enel e rientrano nel modello di Stewardship.

Accordo per la cessione del business della trasmissione di elettricità in Cile

In data 28 luglio 2022 la controllata quotata Enel Chile SA ha firmato con Sociedad Transmisora Metropolitana SpA (STM) e con la controllante Inversiones Grupo Saesa Ltda, in veste di garante, un contratto per la cessione dell'intera partecipazione, pari al 99,09% del capitale sociale, detenuta in Enel Transmisión Chile SA, società quotata cilena di trasmissione di energia elettrica.

La cessione sarà eseguita tramite un'offerta pubblica di acquisto totalitaria che STM si è impegnata a lanciare successivamente all'approvazione da parte dell'autorità antitrust cilena Fiscalía Nacional Económica (FNE) ed è soggetta ad alcune condizioni sospensive usuali per questo tipo di operazioni.

Secondo quanto previsto dall'accordo, STM verserà un corrispettivo in termini di equity di 1.345 milioni di dollari statunitensi per l'intera partecipazione detenuta da Enel Chile in Enel Transmisión Chile, corrispondenti a 1.526 milioni di dollari statunitensi in termini di enterprise value.

Il corrispettivo sarà soggetto a un meccanismo di aggiustamento prezzo basato sull'applicazione di un tasso d'interesse a decorrere dal 1° gennaio 2022 fino alla data di lancio dell'offerta pubblica di acquisto totalitaria.

A seguito del completamento dell'offerta pubblica di acquisto totalitaria STM acquisirà l'intera partecipazione detenuta da Enel Chile in Enel Transmisión Chile e rimborserà i prestiti intercompany di quest'ultima. Il closing dell'operazione è previsto entro la fine dell'anno.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto

alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2022, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 ter del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Alberto De Paoli, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 giugno 2022.
2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Controls - Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
3. Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2022:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dall'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
 - 3.2 la Relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La Relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 28 luglio 2022

Francesco Starace

Amministratore Delegato
di Enel SpA

Alberto De Paoli

Dirigente preposto alla redazione dei documenti
contabili societari di Enel SpA



Relazioni

Relazione della Società di revisione



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
Enel S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti del conto economico, del conto economico complessivo, dello stato patrimoniale e delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Enel al 30 giugno 2022. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2022 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo Enel

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2022*

significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 3 agosto 2022

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio





Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2022

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del decreto legislativo n. 127/1991 e dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 30 giugno 2022, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione sociale, la sede legale, la nazione, il capitale sociale, la valuta, il settore di attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Di seguito viene riportata l'illustrazione grafica associata al settore di attività.

Settore di attività	Descrizione settore di attività
	Holding di Gruppo
	Holding di Paese
	Enel Green Power
	Generazione Termoelettrica
	Trading
	Infrastrutture e Reti
	Enel X
	Mercati finali
	Servizi
	Finanziario
	Enel X Way

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	IT	10.166.679.946,00	EUR		Holding			100,00%
Controllate									
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
3SUN Srl	Catania	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
400 Manley Solar LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
4814 Investments LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
ABC Solar 11 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
ABC Solar 3 SpA	Santiago del Cile	CL	1.000.000,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	100,00%	64,93%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Ace High Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Acefat AIE	Barcellona	ES	793.340,00	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Aero-Tanna Srl	Roma	IT	15.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Aferkat Wind Farm	Benslimane	MA	389.600,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco SARLAU	100,00%	100,00%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%
Aguilón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	16.045.169,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Alliance SA	Managua	NI	6.180.150,00	NIO		-	Ufinet Latam SLU	49,90%	9,73%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	22.317.415,92	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	4.138.230.386,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,82%	82,12%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.216.846,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Aragonesa de Actividades Energéticas SAU	Teruel	ES	60.100,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
Aranort Desarrollos SLU	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	31.630.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Arcadia Power Inc.	Washington DC	US	-	USD		-	Enel X North America Inc.	0,14%	0,14%
Arena Green Power 1 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Arena Green Power 2 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Arena Green Power 3 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Arena Green Power 4 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Arena Green Power 5 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 13 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 20 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Arena Power Solar 35 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	ES	19.232.400,00	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SAU	85,41%	59,88%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	19,72%	35,06%
							Dehesa de los Guadalupe Solar SLU	14,93%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	15,35%	
Athonet France SASU	Parigi	FR	50.000,00	EUR		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet Srl	Trieste	IT	68.927,57	EUR		-	Enel X Srl	16,00%	16,00%
Athonet UK Ltd	Battle, East Sussex	GB	250.001,00	GBP		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Athonet USA Inc.	Wilmington	US	1,00	USD		-	Athonet Srl	100,00%	16,00%
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	50.587.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Atwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	74,13%	74,13%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Aurora Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	100.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Solar India Private Limited	New Delhi	IN	253.659.580,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Ranchill Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
AzureranchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Baikal Enterprise SLU	Palma de Mallorca	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Baleares Energy SLU	Palma de Mallorca	ES	4.509,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Beijing Tecnatom Nuclear Power Safety Technology Services Company Limited	Pechino	CN	280.000,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,55%
Bejaad Solar Plant	Casablanca	MA	10.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco SARLAU	99,00%	99,00%
							Sig.ra Riveros Perez Paula Cristina	1,00%	
Belltall Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Belomechetskaya WPS	Mosca	RU	3.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Bison Meadows Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blair Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Blure MA	San José	LU	7.092.970,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Bogotá ZE SAS	Bogotá	CO	503.609.700,00	COP		AFS	Colombia ZE SAS	37,01%	47,18%
							Enel Colombia SA ESP	62,99%	
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,75%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD	☙	Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90,00%	45,00%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD	☙	Integrale	Enel Green Power Bouldercombe Trust	100,00%	100,00%
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD	☙	Integrale	Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Box Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	24,08%	100,00%
							Enel Kansas LLC	75,92%	
Brandonville Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Brazos Flat Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bronco Hills Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Buck Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	US	-	USD	☙	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10,00	CAD	☙	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Bungala One Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD	☙	Integrale	Bungala One Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD	☙	Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD	☙	Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integrale	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000,00	AUD		Integrale	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Finco (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	51,00%	51,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integrale	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	51,00%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
C&C Castelvetero Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cactus Mesa Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fenner Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Canyon Top Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Castiblanco Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Catalana d'Iniciatives SCR SA	Barcelona	ES	30.862.800,00	EUR		-	Endesa Red SAU	0,94%	0,66%
CCPRO Bucharest SA	Bucarest	RO	79.800.000,00	RON		-	Enel Romania SA	9,52%	9,52%
Cdec - Sic Ltda	Santiago del Cile	CL	709.783.206,00	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6,00%	3,90%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Celg Distribuição SA - Celg D	Goiás	BR	5.664.951.979,22	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,96%	82,24%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	1.231.270.567,54	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0,24%	33,94%
							Inversora Dock Sud SA	71,78%	
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	4.979.739,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	130.381.447,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	0,00%	82,27%
							Enel X Brasil SA	100,00%	
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Fortaleza	BR	151.935.779,00	BRL		AFS	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	ES	364.213,34	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,30%	23,35%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	33,33%	23,37%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000,00	ARS		Equity	Central Dock Sud SA	6,40%	20,93%
							Enel Generación Costanera SA	1,30%	
							Enel Generación El Chocón SA	33,20%	
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	24,18%	16,95%
Centrum Pre Vedu A Vyskum SRO	Kalná Nad Hronom	SK	6.639,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
CES 1 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 2 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 3 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 4 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 5 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 6 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
CES 7 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CES 8 Private Company	Atene	GR	500,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,20%	0,20%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	IT	8.550.000,00	EUR		Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Champagne Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Naples	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West LLC	San Francisco	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chinango SAC	San Miguel	PE	295.249.298,00	PEN		Integrale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	55,02%
Chisago Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chisholm View II Holding LLC	62,79%	62,79%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	100,00%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
							Enel Kansas LLC	1,00%	
Cimarron Bend III HoldCo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100,00%	100,00%
Cinch Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cipher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
CityPoste Payment Digital Srl	Teramo	IT	10.000,00	EUR		AFS	CityPoste Payment SpA	100,00%	100,00%
CityPoste Payment SpA	Teramo	IT	-	EUR		AFS	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Cogeneración El Salto SL in liquidazione	Saragozza	ES	36.060,73	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Iberia SL	Madrid	ES	2.874.621,80	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	20,00%	14,02%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Cohuna Solar Farm Trust	Sydney	AU	1,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Cohuna Trust	100,00%	100,00%
Colombia ZE SAS	Bogotà	CO	5.186.737.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	600.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	33,50%	23,49%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	14.730.800,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	1.085.346.885,76	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	60,92%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313,00	ARS		Integrale	Enel Brasil SA	74,15%	82,27%
							Enel CIEN SA	25,85%	
							Enel SpA	0,00%	
Compañía Energética Veracruz SAC	San Miguel	PE	2.886.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000,00	EUR		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA	5,00%	26,29%
							Enel Green Power España SLU	35,63%	
Compass Rose Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Concert Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Thermal Generation Srl	100,00%	100,00%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	US	550.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,83%	81,83%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Copper Landing Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Coquina Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	ES	44.538.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,01%	0,71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfinden	ES	271.652,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25,00%	17,53%
Country Roads Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento	Bogotá	CO	32.000.000.000,00	COP		Equity	Colombia ZE SAS	0,00%	23,12%
							Enel Colombia SA ESP	48,99%	
							Enel X Colombia SAS ESP	0,00%	
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Cross Trails Energy Storage Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dairy Meadows Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Daisy Patch Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Dara Solar Investment Srl	Bucarest	RO	592.400,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Dauphin Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
De Rock Int'l Srl	Bucarest	RO	5.629.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Decimalfigure - Unipessoal Ltda	Pego	PT	2.000,00	EUR		Equity	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	100,00%	30,67%
Dehesa de los Guadalupe Solar SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Derivex SA	Bogotá	CO	715.292.000,00	COP		-	Enel Colombia SA ESP	5,00%	2,36%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	33.101.350,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
Desert Willow Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Di.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	436.535,29	EUR		-	Enel Produzione SpA	1,76%	1,76%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Diamond Vista Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Dispatch Renewable Energy Societe Anonyme	Heraklion, Creta	GR	25.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	0,00%	0,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU Hidroeléctrica de Catalunya SLU	55,00% 45,00%	70,11%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SAU	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497612.021,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	51,50%	42,37%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	MX	200,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Città del Messico	MX	2.070.600.646,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Dover Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Dragonfly Fields Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Dwarka Vayu 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
E.S.Co. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	60,00%	60,00%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edgartown Depot Solar 1 LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Edistribución Redes Digitales SLU	Madrid	ES	1.204.540.060,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
E-Distribuție Banat SA	Timisoara	RO	382.158.580,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuție Dobrogea SA	Constanța	RO	280.285.560,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
E-Distribuție Muntenia SA	Bucarest	RO	271.635.250,00	RON		Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%
E-Distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
EF Divesture LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Efficientya Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
EGP Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%
EGP Fotovoltaica La Loma SAS in liquidazione	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	691.771.740,00	MXN	☙	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR	☙	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR	☙	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Wilmington	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar Services LLC	Andover	US	-	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	100,00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Wilmington	US	1,00	USD	☙	Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	US	-	USD	☙	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	10,00%	10,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	10,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano (Ciudad Real)	ES	809.690,40	EUR		Equity	Endesa Generación SAU Enel SpA	40,99% 4,32%	33,06%
Elcomex Solar Energy Srl	Bucarest	RO	4.590.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Elecgas SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,06%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Eléctrica de Jafre SA	Barcelona	ES	165.876,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU Hidroeléctrica de Catalunya SLU	52,54% 47,46%	70,11%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	ES	1.081.821,79	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Eléctrica del Ebro SAU	Barcelona	ES	500.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	ES	4.960.246,40	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcelona	ES	2.906.862,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0,18%	0,12%
Electrotest Instalaciones Montajes y Mantenimientos SL	Puerto Real	ES	10.000,00	EUR		-	Epresa Energía SA	50,00%	17,53%
Eletropaulo Metropolitana Elétrica de São Paulo SA	São Paulo	BR	3.079.524.934,33	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Elini	Antwerpen	BE	76.273.810,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	4,00%	1,32%
Emerging Networks El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	2.000,00	USD		-	Livister Guatemala SA Livister Latam SLU	1,00% 99,00%	19,50%
Emerging Networks Latam Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		-	lfx Networks Ltd	100,00%	19,50%
Emerging Networks Panama SA	Panama City	PA	300,00	USD		-	lfx/eni - Spc Panama Inc.	100,00%	19,50%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Empresa Carbonífera del Sur - ENCASUR SAU	Madrid	ES	18.030.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,11%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU	Ceuta	ES	9.335.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,60%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	Ceuta	ES	16.562.250,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	96,42%	67,60%
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA	San Miguel	PE	7.928.044,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100,00% 0,00%	82,27%
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC	San Miguel	PE	3.368.424,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC Energética Monzón SAC	100,00% 0,00%	82,27%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028,00	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA Enel Argentina SA	56,36% 43,10%	59,33%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Chile	CL	175.774.920.733,00	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	56,27%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
En. Solar 1 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
En. Solar 2 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
En. Solar 3 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
En. Solar 5 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
En. Solar 6 Single Member Private Company	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Endesa Capital SAU	Madrid	ES	60.200,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Comercialização de Energia SA	Porto	PT	250.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,11%
Endesa Energía Renovable SLU	Madrid	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,11%
Endesa Energía SAU	Madrid	ES	14.445.575,90	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Financiación Filiales SAU	Madrid	ES	4.621.003.006,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación II SAU	Siviglia	ES	63.107,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Generación Nuclear SAU	Siviglia	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,11%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	0,20%	70,11%
							Endesa Generación SAU	99,20%	
							Enel Green Power España SLU	0,60%	
Endesa Generación SAU	Siviglia	ES	1.940.379.735,35	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
Endesa Medios y Sistemas SLU	Madrid	ES	89.999.790,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	Madrid	ES	10.138.580,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,11%
Endesa Red SAU	Madrid	ES	719.901.723,26	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa X Servicios SLU	Madrid	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Endesa SA	100,00%	70,11%
Endesa X Way SL	Madrid	ES	600.000,00	EUR		Integrale	Endesa X Servicios SLU	49,00%	85,35%
							Enel X Way Srl	51,00%	
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540,40	EUR		Integrale	Endesa SA	0,02%	70,11%
							Enel Iberia SLU	70,10%	
Enel Alberta Solar Inc.	Calgary	CA	1,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago del Cile	CL	15.799.498.544,85	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	82,27%
							Enel SpA	82,27%	
Enel and Shikun & Binui Innovation Infrolab Ltd	Airport City	IL	38.000,00	ILS		Equity	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	50,00%	50,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Generación Chile SA	99,92% 0,08%	82,25%
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Enel Brasil Central SA	Rio de Janeiro	BR	49.440,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	20,23% 79,77%	82,27%
Enel Brasil SA	Niterói	BR	36.070.769.190,10	BRL		Integrale	Enel Américas SA Enel Brasil SA Energía y Servicios South America SpA	99,54% 0,46% 0,00%	82,27%
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.882.103.470.184,00	CLP		Integrale	Enel SpA	64,93%	64,93%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Colina SA	Santiago del Cile	CL	82.222.000,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0,00% 100,00%	64,34%
Enel Colombia SA ESP	Bogotá	CO	655.222.312.800,00	COP		Integrale	Enel Américas SA	57,34%	47,18%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Beaver	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Cile	CL	177.568.664.063,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Distribución Perú SAA	San Miguel	PE	638.563.900,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	83,15%	68,41%
Enel Energia SpA	Roma	IT	302.039,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Energía SA de Cv	Città del Messico	MX	25.000.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	RO	37004.350,00	RON		Integrale	Enel SpA	78,00%	78,00%
Enel Energie SA	Bucarest	RO	140.000.000,00	RON		Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Finance America LLC	Wilmington	US	200.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371,00	EUR		Integrale	Enel Holding Finance Srl	75,00%	100,00%
							Enel SpA	25,00%	
Enel Fortuna SA	Panama City	PA	100.000.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	50,06%	23,62%
Enel Future Project 2020 #1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #19 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #20 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Enel Future Project 2020 #9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Generación Chile SA	Santiago del Cile	CL	552.777.320.871,00	CLP	 	Integrale	Enel Chile SA	93,55%	60,74%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	AR	701.988.378,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	75,68%	62,25%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	18.321.776.559,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	54,07%
Enel Generación Perú SAA	San Miguel	PE	1.538.101.266,24	PEN	 	Integrale	Enel Perú SAC	83,60%	68,78%
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	73.982.594,00	PEN	 	Integrale	Enel Perú SAC	96,50%	79,39%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Roma	IT	10.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	AR	463.577.761,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,86% 0,00% 0,14%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Rio de Janeiro	BR	134.518.400,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Rio de Janeiro	BR	134.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Rio de Janeiro	BR	134.638.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Rio de Janeiro	BR	134.511.000,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	134.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Aroeira 09 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power AzureranchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	42.890.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bouldercombe Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brejolândia Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.835,85	BRL	  	Integrale	Enel Brasil SA	99,61%	82,07%
							Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	0,15%	
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857,00	CAD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Chile SA	Santiago del Cile	CL	842.121.530,67	USD		Integrale	Enel Chile SA	99,99%	64,93%
							Enel SpA	0,01%	
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cohuna Trust	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	CR	27500.000,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	87784.899,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,63%	82,27%
							Enel Green Power Cristal Eólica SA	0,00%	
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,37%	
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.590,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	237.601.272,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Rio de Janeiro	BR	225.021.296,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Rio de Janeiro	BR	230.869.708,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Rio de Janeiro	BR	180.208.000,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.709.003,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,16%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,84%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	549.062.483,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	46.617.590,35	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.347.009,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	EG	250.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,96% 0,04%	99,99%
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	97.191.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Emiliana Eólica SA	98,35% 1,65% 0,00%	82,27%
Enel Green Power España SLU	Madrid	ES	11.152,74	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,11%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	99.418.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98,89% 1,11%	82,27%
Enel Green Power Esperança Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Estonian Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	EGP Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Rio de Janeiro	BR	183.315.219,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	221.001.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	82,27%
Enel Green Power France SAS	Parigi	FR	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Girgarre Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia Trust	100,00%	100,00%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	NL	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000,00	GTQ		Integrale	Enel Américas SA	0,00%	47,18%
							Enel Colombia SA ESP	100,00%	
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	GR	159.187.850,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA	Maroussi	GR	600.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	141.569.641,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	BR	431.566.053,00	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,01%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,99%	
Enel Green Power India Private Limited	New Delhi	IN	100.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	BR	187.706.645,67	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	196.110.333,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	BR	364.749.643,00	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.259.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,33%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,67%	
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000,00	KES		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	1,00%	
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	4.350.000.000,00	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lagoa Participações SA (ex Enel Green Power Projetos 45 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.722.530,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,20%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,80%	
Enel Green Power Matimba Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company	-	ET	5.600.000,00	ETB		Integrale	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80,00%	80,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	662.949.966,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0,00%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	70.842.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	63.742.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Casablanca	MA	600.000.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Development Srl	0,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	100,00%	
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	248.138.287,11	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114,05	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	BR	25.600.100,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000,00	NAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Lapa 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Lapa 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Lapa 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Lapa 05 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Nova Lapa 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Novo Lapa 07 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Novo Lapa 08 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Panamá Srl	Panama City	PA	3.001,00	USD		Integrale	Enel Américas SA	0,03%	47,19%
							Enel Colombia SA ESP	99,97%	
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	74.124.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	97,92%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2,08%	
							Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	0,00%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	119.319.527,57	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,25%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,75%	
Enel Green Power Perú SAC	San Miguel	PE	973.213.507,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	95.674.900,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98,50%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,50%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Bucarest	RO	2.430.631.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100,00%	50,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA (ex Enel Green Power Damascena Eólica SA)	Rio de Janeiro	BR	274.420.832,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	91.300.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (ex Enel Green Power Projetos 10)	Teresina	BR	74.960.396,92	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (ex Enel Green Power Projetos 11)	Teresina	BR	82.268.118,57	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (ex Enel Green Power Projetos 42 SA)	Teresina	BR	114.522.004,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 43 SA)	Teresina	BR	109.281.818,16	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 15)	Teresina	BR	82.871.484,32	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 44 SA)	Teresina	BR	60.475.154,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (ex Enel Green Power Projetos 22 SA)	Teresina	BR	108.022.914,82	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	147.279.287,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	120.057.468,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	122.007.042,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA (ex Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA)	Teresina	BR	120.981.744,40	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	122.467.788,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 16)	Teresina	BR	89.994.200,26	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 30)	Teresina	BR	89.787.960,25	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 12)	Teresina	BR	75.324.686,12	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 13)	Teresina	BR	82.925.25761	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 14)	Teresina	BR	82.230.525,15	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Teresina	BR	183.602.691,38	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	100,00%	
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00%	
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	82.674.900,00	BRL	✚	Integrale	Enel Brasil SA	98,26%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,74%	
Enel Green Power São Micael 01 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 9 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 02 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 13)	Teresina	BR	1.000,00	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 03 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 16 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL	✚	Integrale	Alba Energia Ltda	0,10%	82,27%
							Enel Brasil SA	99,90%	
Enel Green Power São Micael 04 SA (ex Enel Green Power São Gonçalo 20 SA)	Teresina	BR	1.000,00	BRL	✚	Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000,00	BRL	✚	Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100,00	USD	✚	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power SHU SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP	✚	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	6.100.000,00	SGD	✚	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR	✚	Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000,00	EUR	✚	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000,00	EUR	✚	AFS	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR	✚	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000,00	ZAR	✚	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000,00	CAD	✚	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	50.034.360,00	BRL	✚	Integrale	Enel Brasil SA	97,87%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2,13%	



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000,00	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatırımları Anonim Şirketi	Istanbul	TR	65.654.658,00	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	75.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	182.273.006,17	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex Enel Green Power Projetos 21)	Teresina	BR	122.100.849,07	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (ex Enel Green Power Projetos 23)	Teresina	BR	132.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (ex Enel Green Power Projetos 24)	Teresina	BR	198.554.956,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (ex Enel Green Power Projetos 25)	Teresina	BR	125.100.849,07	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 26)	Teresina	BR	152.022.288,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (ex Enel Green Power Projetos 27)	Teresina	BR	95.587.248,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	BR	279.922.006,17	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (ex Enel Green Power Projetos 28)	Teresina	BR	92.895.408,95	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 29)	Teresina	BR	85.179.409,72	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (ex Enel Green Power Projetos 4)	Teresina	BR	99.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (ex Enel Green Power Projetos 6)	Teresina	BR	100.732.205,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex Enel Green Power Projetos 7)	Teresina	BR	84.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 8)	Teresina	BR	83.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100,00% 0,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (ex Enel Green Power Projetos 9)	Teresina	BR	81.245.805,55	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (ex Enel Green Power Projetos 18)	Teresina	BR	91.786.606,48	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex Enel Green Power Projetos 20)	Teresina	BR	118.786.606,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (ex Enel Green Power Projetos 36)	Teresina	BR	94.727.364,09	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela CL 13 SA (ex Enel Green Power Projetos 17 SA)	Teresina	BR	77.496.725,02	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela CL 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 38 SA)	Teresina	BR	89.917.563,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (ex Enel Green Power Projetos 47 SA)	Teresina	BR	86.496.703,24	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (ex Enel Green Power Projetos 34 SA)	Rio de Janeiro	BR	173.154.500,67	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (ex Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (ex Enel Green Power Projetos 33 SA)	Rio de Janeiro	BR	221.832.010,12	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Rio de Janeiro	BR	272.494.013,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (ex Enel Green Power Projetos 35 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.012,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (ex Enel Green Power Projetos 31 SA)	Rio de Janeiro	BR	252.240.012,65	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA (ex Enel Green Power Projetos 37 SA)	Rio de Janeiro	BR	276.814.829,93	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (ex Enel Green Power Projetos 39 SA)	Rio de Janeiro	BR	274.625.153,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (ex Enel Green Power Projetos 40 SA)	Rio de Janeiro	BR	171.324.007,59	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	Rio de Janeiro	BR	344.251.125,91	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
							Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (ex Enel Green Power Projetos 41 SA)	0,00%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (ex Enel Green Power Lagedo Alto SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (ex Enel Green Power Cumaru 06 SA)	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	331.436.550,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	300.285.891,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	112.576.700,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	270.507.771,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	285.473.758,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	318.740.450,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	301.284.550,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	258.952.100,79	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	280.473.758,81	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	112.501.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100,00%	100,00%
Enel Green Power Vietnam LLC (Công Ty TNHH Enel Green Power Việt Nam)	Ho Chi Minh City	VN	231.933,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villosi Srl	Roma	IT	1.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	51,00%	51,00%
Enel Green Power Volta Grande SA (ex Enel Green Power Projetos I SA)	Niterói	BR	565.756.528,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000,00	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl	1,00%	100,00%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99,00%	
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	BR	77.939.980,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Enel Green Power Zeus Sul 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99,90%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Hydro Appennino Centrale Srl	Roma	IT	5.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia SLU	Madrid	ES	336.142.500,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	NL	60.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	NL	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Kansas Development Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Land HoldCo LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Logistics Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Andover	US	50,00	USD		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000,00	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	5.361.789.105,00	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Romania SA	Buftea	RO	200.000,00	RON		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rus Finance LLC	Konakovo	RU	10.000,00	RUB		AFS	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Azov LLC	Mosca	RU	200.000.000,00	RUB		AFS	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Murmansk City	RU	10.000,00	RUB		AFS	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Stavropolye LLC	Regione di Stavropol	RU	350.000,00	RUB		AFS	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Yekaterinburg	RU	35.371.898.370,00	RUB		AFS	Enel SpA	56,43%	56,43%
Enel Salt Wells LLC	Fallon	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	SA	1.000.000,00	SAR		Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	RO	33.000.000,00	RON		Integrale	E-Distribuție Banat SA	50,00%	51,00%
							E-Distribuție Dobrogea SA	50,00%	
Enel Solar Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	0,99%	47,19%
							Enel Green Power Panamá Srl	99,01%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Rio de Janeiro	BR	42.863.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
							Enel Soluções Energéticas Ltda	0,00%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Trade Energy Srl	Bucarest	RO	2.437.050,00	RON		Integrale	Enel Romania SA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia doo in liquidazione	Belgrado	RS	300.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.011.100,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	55,00%	82,26%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	5.280.312,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	US	10.000.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Transmisión Chile SA	Santiago del Cile	CL	52.569.315.875,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99,09%	64,34%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000,00	UYU		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	IN	5.000.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X Chile SpA	20,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	100,00%	12,99%
Enel X AMPCI L1 SpA	Santiago del Cile	CL	18.000.000,00	USD		Equity	Enel X AMPCI L1 Holdings SpA	100,00%	12,99%
Enel X Arecibo LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X PR Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000,00	ARS		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Asputeck Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	AU	21.224.578,00	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	9.880,00	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Battery Storage Limited Partnership	Oakville	CA	10.000,00	CAD		Integrale	Enel X Canada Holding Inc.	0,01%	100,00%
							Enel X Canada Ltd	99,99%	



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403,00	BRL	✕	Integrale	Enel X Ireland Limited EnerNOC UK II Limited	0,00% 100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Niterói	BR	364.725.892,00	BRL	✕✕✕	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Enel X Canada Holding Inc.	Oakville	CA	1.000,00	CAD	✕✕✕	Integrale	Enel X Canada Ltd	100,00%	100,00%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000,00	CAD	✕✕✕	Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	3.341.831.929,00	CLP	✕✕✕	Integrale	Enel Chile SA	100,00%	64,93%
Enel X College Ave. Project LLC	Boston	US	-	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X Colombia SAS ESP	Bogotá	CO	50.368.000,00	COP	📁	AFS	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000,00	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Finance Partner LLC	Boston	US	100,00	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Financial Services Srl	Roma	IT	1.000.000,00	EUR	✕	AFS	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR	✕	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Hayden Rowe St. Project LLC	Boston	US	100,00	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	✕	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841,00	EUR	✕	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000,00	EUR	✕✕✕	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Japan KK	Tokyo	JP	655.000.000,00	JPY	✕	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Komipo Solar Limited	Seoul	KR	8.472.600.000,00	KRW	✕	Integrale	Enel X Korea Limited	80,00%	80,00%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	11.800.000.000,00	KRW	✕	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Las Piedras LLC	Boston	US	-	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X PR Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA Holdings LLC	Boston	US	100,00	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 1 LLC	Boston	US	-	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 2 LLC	Boston	US	-	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X Project MP Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X MA PV Portfolio 3 LLC	Boston	US	-	USD	✕	Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	IT	100.000,00	EUR	✕✕✕	Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel X Morrissey Blvd. Project LLC	Boston	US	100,00	USD	✕✕✕	Integrale	Enel X MA Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606,00	AUD	✕✕✕	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X North America Inc.	Boston	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Norway AS	Porsgrunn	NO	10.000.000,00	NOK		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Perú SAC	San Miguel	PE	12.005.000,00	PEN		Integrale	Enel Perú SAC	100,00%	82,27%
Enel X Polska Sp. zo.o.	Varsavia	PL	12.275.150,00	PLN		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X PR Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Holdings LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Project MP Sponsor LLC	100,00%	100,00%
Enel X Project MP Sponsor LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Romania Srl	Bucarest	RO	7.044.450,00	RON		Integrale	Enel X International Srl	99,97%	100,00%
							Enel X Srl	0,03%	
Enel X Rus LLC	Mosca	RU	8.000.000,00	RUB		Integrale	Enel X International Srl	99,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai City	IN	45.000,00	INR		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
							Enel X North America Inc.	0,00%	
Enel X Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	1.212.000,00	SGD		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei City	TW	76.100.000,00	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.626,00	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	3.500.000,00	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	3.045.337,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	20,00%	96,45%
							Enel X Way Srl	80,00%	
Enel X Way Chile SpA	Santiago del Cile	CL	2.329.030.071,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	49,00%	82,81%
							Enel X Way Srl	51,00%	
Enel X Way France SAS	Parigi	FR	2.901.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Germany GmbH	Berlino	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Italia Srl	Roma	IT	5.000.000,00	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way North America Inc.	San Carlos	US	0,10	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Romania Srl	Bucarest	RO	12.778.740,00	RON		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way Srl	Roma	IT	6.026.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel X Way Sweden AB	Stoccolma	SE	50.000,00	SEK		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%
Enel X Way UK Limited	Londra	GB	1,00	GBP		Integrale	Enel X Way Srl	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Way USA LLC	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Wood St. Project LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Finance Partner LLC	100,00%	100,00%
Enelco SA	Maroussi	GR	60.108,80	EUR		Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000,00	SAR		Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	BR	5.689.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Enelpower SpA	Milano	IT	2.000.000,00	EUR		Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética Monzón SAC	San Miguel	PE	6.463.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	0,00%	
Energía Base Natural SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU	Ceuta	ES	65.000,00	EUR		Integrale	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA	100,00%	67,60%
Energía Eólica Ábrego SLU	Madrid	ES	3.576,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones Srl	San José	CR	10.000,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	100,00%	47,18%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	MX	33.452.769,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Città del Messico	MX	673.583.489,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Città del Messico	MX	2.953.980,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,99%	
Energía Marina SpA	Santiago del Cile	CL	2.404.240.000,00	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	25,00%	16,23%
Energía Neta SA Caseta Lucmajor SLU	Palma de Mallorca	ES	9.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	MX	51.879.307,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,90%	99,91%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01%	
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	5.339.650,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	99,98%
							Enel Green Power SpA	99,96%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU	Madrid	ES	2.000.000,00	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100,00%	70,11%
Energía y Naturaleza SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago del Cile	CL	12.120.575,70	USD		Integrale	Enel Américas SA	100,00%	82,27%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919,10	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	54,95%	38,52%
Energías de Aragón I SLU	Saragozza	ES	3.200.000,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
Energías de Graus SL	Barcelona	ES	1.298.160,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	97,00%	68,01%
Energías Especiales de Peña Armada SAU	Madrid	ES	963.300,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energías Especiales del Alto Ulla SAU	Madrid	ES	9.210.840,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Energías Limpias de Carmona SL	Siviglia	ES	7.000,00	EUR		Equity	Envatios Promoción I SLU	6,25%	13,15%
							Envatios Promoción II SLU	6,25%	
							Envatios Promoción III SLU	6,25%	
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	MX	656.615.400,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	1,00%	
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	MA	510.270.000,00	MAD		Equity	Endesa Generación SAU	32,00%	22,44%
Energo Sonne Srl	Bucarest	RO	31.520,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
Energy Hydro Piave Srl in liquidazione	Belluno	IT	800.000,00	EUR		Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Energy Podium Private Company	Katerini Pieria	GR	4.000,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,03%	0,03%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	630.451,00	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Monaco	DE	25.000,00	EUR		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	IE	10.535,00	EUR		Integrale	Enel X Ireland Limited	100,00%	100,00%
EnerNOC UK II Limited	Londra	GB	21.000,00	GBP		Integrale	Enel X UK Limited	100,00%	100,00%
Enigma Green Power 1 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Entech (China) Information Technology Co. Ltd	Shenzhen	CN	140.000,00	USD		Equity	EnerNOC UK II Limited	50,00%	50,00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	US	1.500,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Envaios Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envaios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envaios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Envaios Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.342,50	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,50%	35,40%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201,54	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	56,98% 39,50%	96,48%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55,00%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	-	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930,00	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708,40	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Eólicos de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Epresa Energía SA	Cadice	ES	2.500.000,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	50,00%	35,06%
Ermis 2 Energeiaki Private Company	Grevena	GR	1.002,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	0,10%	0,10%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
European Energy Exchange AG	Leipzig	DE	40.050.000,00	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2,38%	2,38%
Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.003,00	EUR		Equity	Envaios Promoción I SLU Envaios Promoción II SLU Envaios Promoción III SLU	3,13% 3,13% 3,13%	6,58%
Evolution Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ewiva Srl	Milano	IT	1.000.000,00	EUR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Expedition Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explorer Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	ES	3.505.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	70,00%	49,08%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	73,60%	51,60%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,00%	45,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	ES	8.046.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Farrier Station Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Fayette Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	2.362.045,90	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Finsec Lab Ltd	Tel Aviv	IL	100,00	ILS		Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Flagpay Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		AFS	PayTipper SpA	100,00%	100,00%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Flat Rocks One Wind Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Flat Rocks One Wind Farm Trust	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust	100,00%	100,00%
Flat Top Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Flint Rock Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Fontibon ZE SAS	Bogotá	CO	392.420.000,00	COP		AFS	Bogotá ZE SAS	100,00%	47,18%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Fotovoltaica Yuncillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Fox Run Energy Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Franklinton Farm LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Front Marítim del Besòs SL	Barcelona	ES	9.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	61,37%	43,03%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Corchitos II Solar SLU	Madrid	ES	22.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
FRWF Stage 1 (Pty) Ltd	Sydney	AU	100,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Fundamental Recognized Systems SLU	Andorra	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Furatena Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Ganado Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ganado Storage LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700,00	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100,00%	50,00%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	GT	16.261.697,33	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	99,00%	47,18%
							Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	
Generadora Eólica Alto Pacora Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	0,99%	47,19%
							Enel Green Power Panamá Srl	99,01%	
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	
Generadora Solar Austral SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar El Puerto SA	Chiriquí	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	47,19%
Generadora Solar Tolé Srl	Panama City	PA	10.100,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	0,99%	47,19%
							Enel Green Power Panamá Srl	99,01%	
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702,00	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	84,59%	54,92%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Integrale	Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Girgarre Solar Farm Trust	Sydney	AU	10,00	AUD		Integrale	Enel Green Power Girgarre Trust	100,00%	100,00%
Glass Top Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Global Commodities Holdings Limited	Londra	GB	4.042.375,00	GBP		-	Enel Global Trading SpA	4,68%	4,68%
Globyte SA	San José	CR	900.000,00	CRC		-	Enel Green Power Costa Rica SA	10,00%	4,72%
Gloucester Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
GNL Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.026.160,00	USD		Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	20,25%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Gooseneck Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gorona del Viento El Hierro SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	30.936.736,00	EUR		Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Gridspertise Latam SA	São Paulo	BR	2.010.000,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	0,00%	100,00%
							Gridspertise Srl	100,00%	



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gridspertise Srl	Roma	IT	7500.000,00	EUR		Integrale	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	100,00%	100,00%
Gridspertise LLC	Dover	US	160.000,00	USD		Integrale	Gridspertise Srl	100,00%	100,00%
GRPP Holdings LLC	Andover	US	2,00	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
Guadarranque Solar 4 SLU	Siviglia	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Endesa Generación II SAU	100,00%	70,11%
Guayepo Solar SAS	Bogotà	CO	1.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Guir Wind Farm	Casablanca	MA	10.000,00	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco SARL Sig.ra Riveros Perez Paula Cristina	99,00% 1,00%	99,00%
Gulfstar Power LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
GV Energie Rigenerabili Ital-Ro Srl	Bucarest	RO	1.145.400,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hansborough Valley Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harmony Plains Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Harvest Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Hatch Data Inc.	San Francisco	US	10.000,00	USD		-	Hatch Data Inc.	5,00%	0,00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Catalunya SLU	Barcellona	ES	126.210,00	EUR		Integrale	Endesa Red SAU	100,00%	70,11%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	ES	1.608.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	30.890.736,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcellona	ES	78.120,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	75,00%	52,58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	79,55%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
HIF H2 SpA	Santiago del Cile	CL	6.303.000,00	USD	☛	Equity	Enel Green Power Chile SA	50,00%	32,46%
High Chaparral Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Storage LLC	Andover	US	1,00	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	US	100,00	USD	☛	Integrale	High Lonesome Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
High Noon Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2,00	AUD	✕	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500,00	EUR	☛	Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Honey Stone Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Honeybee Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Crestview	US	-	USD	☛	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☛	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Horse Run Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD	☛	Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hubject Eroaming Technology (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	12.668.015,70	CNY	✕	-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943,00	EUR	✕	-	Enel X Way Srl	12,50%	12,50%
Hubject Inc.	Santa Monica	US	100.000,00	USD	✕	-	Hubject GmbH	100,00%	12,50%
Idalia Park Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	☛	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milano	IT	22.520.000,00	EUR	📁	Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
Ifx Networks Argentina Srl	Buenos Aires	AR	2.260.551,00	ARS	✕	-	Ifx/eni - Spc V Inc. Minority Stock Holding Corp.	99,85% 0,15%	19,50%
Ifx Networks Chile SA	Santiago del Cile	CL	7838.764.10700	CLP	✕	-	Ifx/eni - Spc IV Inc. Livister Latam SLU Servicios de Internet Eni Chile Ltda	3741% 9,19% 53,40%	19,50%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ifx Networks Colombia SAS	Bogotá	CO	18.951.211.000,00	COP		-	Ifx Networks Panama SA	48,43%	19,50%
							Ifx/eni - Spc III Inc.	34,60%	
							Livister Latam SLU	16,97%	
Ifx Networks LLC	Wilmington	US	80.848.653,00	USD		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ifx Networks Ltd	Tortola	VG	50.001,00	USD		-	Ifx Networks LLC	100,00%	19,50%
Ifx Networks Panama SA	Panama City	PA	26.460,00	USD		-	Ifx/eni - Spc Panama Inc.	79,37%	19,50%
							Livister Latam SLU	20,63%	
Ifx/eni - Spc III Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	Ifx Networks Ltd	100,00%	19,50%
Ifx/eni - Spc IV Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	Ifx Networks Ltd	100,00%	19,50%
Ifx/eni - Spc Panama Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	Ifx Networks Ltd	100,00%	19,50%
Ifx/eni - Spc V Inc.	Tortola	VG	100,00	USD		-	Ifx Networks Ltd	100,00%	19,50%
Infraestructura de Evacuación Peñaflo 220 kV SL	Madrid	ES	3.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	41,14%	28,85%
Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU	50,00%	70,11%
							Puerto Santa María Energía II SLU	50,00%	
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000,00	EUR		Equity	Castiblanco Solar SLU	10,20%	21,59%
							Navalvillar Solar SLU	10,30%	
							Valdecaballero Solar SLU	10,30%	
Infraestructuras San Serván Set 400 SL	Madrid	ES	52.500,00	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	11,11%	23,37%
							Baylio Solar SLU	11,11%	
							Furatena Solar 1 SLU	11,11%	
Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE	Bilbao	ES	84.141,68	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14,29%	10,02%
Inspectores y Consultores Ibercal SLU	Vizcaya	ES	3.100,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,55%
Instalaciones San Serván II 400 SL	Madrid	ES	11.026,00	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	7,94%	16,69%
							Baylio Solar SLU	7,94%	
							Furatena Solar 1 SLU	7,94%	
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	13,04%	13,04%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	AR	828.941.660,00	ARS		Integrale	Enel Américas SA	57,14%	47,01%
Iron Belt Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Iron Bull Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	16.474.475,77	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jade Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	4.107.097,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Jaguito Solar 10 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	47,19%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Juna Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	36.600.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo (TE)	IT	100,00	EUR		Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Juniper Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	12.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khaba Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	18.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Khidrat Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	78.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
King Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Kino Facilities Manager SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Kongul Enerji Sanayi Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	TR	125.000.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatırımları Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Koporie WPS LLC	Regione di Leningrado	RU	21.000.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Korea Line Corporation	Seoul	KR	122.132.520.000,00	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0,25%	0,25%
Koukos Energy Private Company	Atene	GR	4.000,00	EUR		-	Enel Green Power Hellas SA	0,03%	0,03%
Kromschroeder SA	Barcellona	ES	627.126,00	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SLU	29,26%	20,51%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Land Run Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Land Run Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotá	CO	8.000.000,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
Lathrop Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lava Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Lebanon Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I.)	Tripoli	LY	1.350.000,00	EUR		-	Enelpower SpA	0,33%	0,33%
Light Cirrus Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lily Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas Development Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindhahl Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lindhahl Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Lindhahl Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Little Salt Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Litus Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Livister Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	742.000,00	GTQ		-	Livister Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufinet Guatemala SA	0,01%	
Livister Latam SLU	Madrid	ES	2.442.066,00	EUR		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Llano Sánchez Solar Power One Srl	Panama City	PA	10.020,00	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Green Power Panamá Srl	0,20% 99,80%	47,19%
Lone Pine Wind Inc.	Alberta	CA	-	CAD		-	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Alberta	CA	-	CAD		Equity	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	35,29%	24,74%
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Luz de Angra Energia SA	Rio de Janeiro	BR	4.062.085,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Caruaru Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.027.600,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	24.338.000,00	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51,00%	41,96%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Malaspina Energy Scarl in liquidazione	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	100,00%	100,00%
Maple Canada Solutions Holdings Ltd	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Ltd	20,00%	20,00%
Maple Energy Solutions LP	-	CA	-	CAD		Equity	Enel X Canada Holding Inc.	20,00%	20,00%
Marengo Solar LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	61.872.926,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Mc Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Mcbride Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Burgos	ES	60.100,00	EUR		-	Tecnatom SA	50,00%	15,78%
Merit Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	MX	181.728.901,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000,00	EUR		-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000,00	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70,00%	35,00%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Energía Base Natural SLU	4,79%	25,35%
							Energía Eólica Ábrego SLU	7,98%	
							Energía Eólica Galerna SLU	9,31%	
							Energía Eólica Gregal SLU	9,31%	
							Energía y Naturaleza SLU	4,79%	
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de los Caballeros	ES	3.346.993,04	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de las Bardenas AIE	Saragozza	ES	1.202.000,00	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,50%	25,59%
Minority Stock Holding Corp.	Tortola	VG	100,00	USD		-	Ifx Networks Ltd	100,00%	19,50%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Miranda Plataforma Logística SA	Burgos	ES	1.800.000,00	EUR		-	Nucleon SA	0,22%	0,08%
Moebius Tecnologia em Informatica SA	Rio de Janeiro	BR	150.000,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	70,00%	35,00%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000,00	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	20,58%	14,43%
Montrose Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Moonbeam Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
MPG Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Nabb Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Napolean Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000,00	MAD		Equity	Enel Green Power Morocco SARLAU	50,00%	50,00%
Navalvillar Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Negocios y Telefonía Nedetel SA	Guayaquil	EC	4.773.525,00	USD		-	Livister Latam SLU	70,00%	13,65%
Net Botanic Internet Inteligente SA	Rio de Janeiro	BR	450.000,00	BRL		Equity	Ufnet Brasil Telecomunicação Ltda	70,00%	35,00%
Netra Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
New York Distributed Storage Projects LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10,00	ZMW		AFS	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80,00%	80,00%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
North English Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
North Rock Wind LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northland Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northstar Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Northumberland Solar Project I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Nuclenor SA	Burgos	ES	102.000.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	50,00%	35,06%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.028,73	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51,00%	25,50%
NYC Storage (353 Chester) Spe LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se SRO	Kalná Nad Hronom	SK	33.193,92	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Olathe Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisbona	PT	2.610.000,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Open Range Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998,00	EUR		-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Oravita Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	10,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	10,00%
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	TR	11.250.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE in liquidazione	Alcañiz	ES	6.010,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Lugo	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parc Eòlic La Tossa - La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	MX	1.413.533.480,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	931.692.540,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	1.489.508.400,00	MXN		Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Eólico A Capelada SLU	La Coruña	ES	5.857.704,33	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Eólico Belmonte SA	Madrid	ES	120.400,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50,17%	35,17%
Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv	Città del Messico	MX	-	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,50%	25,50%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	25,00%	
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.603.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80,00%	56,09%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	ES	3.606.072,60	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,00%	52,58%
							Parque Eólico de Barbanza SA	0,00%	
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	ES	552.920,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82,00%	57,49%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65,67%	46,51%
							Parque Eólico de Santa Lucía SA	1,00%	
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90,00%	63,10%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SLU	Madrid	ES	3.006,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626,00	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,00%	
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364,00	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52,00%	36,46%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	58,00%	40,66%
Parque Eólico Tico SLU	Saragozza	ES	234.900,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	AR	500.000,00	ARS		Integrale	Enel Green Power Argentina SA	95,00%	82,27%
							Energía y Servicios South America SpA	5,00%	
Parque Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	MX	100,00	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	MX	306.024.631,13	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.170,93	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	60,91%	78,64%
							Enel Green Power SpA	39,09%	
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidazione	Brindisi	IT	2.065.000,00	EUR		-	Enel Italia SpA	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
PayTipper Network Srl	Cascina	IT	40.000,00	EUR		AFS	PayTipper SpA	100,00%	100,00%
PayTipper SpA	Milano	IT	3.000.000,00	EUR		AFS	Enel X Srl	100,00%	100,00%
PDP Technologies Ltd	Israel	IL	1.129.252,00	ILS		-	Enel Global Infrastructure and Networks Srl	5,72%	5,72%
Pebble Stream Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	35,06%
							Endesa Generación SAU	49,98%	
PH Chucas SA	San José	CR	100.000,00	CRC		Integrale	Enel Colombia SA ESP	24,69%	30,67%
							Enel Green Power Costa Rica SA	40,31%	
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	33,44%	18,92%
							Globyte SA	66,54%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001,00	CRC		Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	34,32%	19,29%
							Globyte SA	65,66%	
Piebald Hill Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Piles Grove Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Planta Eólica Europea SAU	Siviglia	ES	1.198.532,32	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Potoc Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	IT	100.000,00	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
PowerCrop Russi Srl	Bologna	IT	100.000,00	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100,00%	50,00%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Bologna	IT	4.000.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	US	-	USD		Equity	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	10,00%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	10,00%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.444,64	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Productive Solar Systems SLU	Andorra	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Productora de Energías SA	Barcelona	ES	60.101,22	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgellenca SA	Lérida	ES	8.400.000,00	EUR		-	Endesa SA	8,43%	5,91%
Progreso Solar 20 MW SA	Panama City	PA	10.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power Panamá Srl	100,00%	47,19%
Promociones Energéticas del Bierzo SLU	Madrid	ES	12.020,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Promotores Mudéjar 400 kV SL	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	24,75%	26,08%
							Renovables La Pedrera SLU	6,75%	
							Renovables Mediavilla SLU	5,69%	
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	MX	89.708.835,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Prowind Windfarm Bogdanesti Srl	Bucarest	RO	118.460.800,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Deleni Srl	Bucarest	RO	202.009.300,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Ivesti Srl	Bucarest	RO	720.455.300,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Prowind Windfarm Viisoara Srl	Bucarest	RO	142.540.400,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Proyecto Almería Mediterráneo SA in liquidazione	Madrid	ES	601.000,00	EUR		Equity	Endesa SA	45,00%	31,55%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	99,98%
							Energía y Servicios South America SpA	0,10%	
PSG Energy Private Limited	Hyderabad	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.740,00	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	52,70%	52,70%
Pumpkin Vine Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Niterói	BR	13.766.118,96	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Queens Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Raleigh Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%
Ranchland Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
RC Wind Srl	Milano	IT	10.000,00	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	0,50%	0,50%
Re Arroyo LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Reaktortest SRO	Trnava	SK	66.389,00	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Rebuilding Agente Rehabilitador SL	Madrid	ES	250.000,00	EUR		Equity	Endesa X Servicios SLU	50,00%	35,06%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama City	PA	2.700.000,00	USD		-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Stag Energy Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Redes y Telecomunicaciones S de RL de Cv	San Pedro Sula	HN	82.395.000,00	HNL	✕	-	Livister Latam SLU	95,00%	18,53%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR	⬆	Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Brovales 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000,00	EUR	⬆	Equity	Baylio Solar SLU	6,24%	44,98%
							Dehesa de los Guadalupe Solar SLU	6,24%	
							Emintegral Cycle SLU	16,99%	
							Enel Green Power España SLU	22,20%	
							Furatena Solar 1 SLU	6,24%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	6,24%	
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600,00	GTQ	⬆	Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR	⬆	Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR	⬆	Equity	Enel Green Power España SLU	27,86%	30,84%
							Stonewood Desarrollos SLU	16,12%	
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR	⬆	Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR	⬆	Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	⬆	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD	⬆	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Riverview Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD	⬆	Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100,00	USD	⬆	Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Roadrunner Storage LLC	Andover	US	-	USD	⬆	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rochelle Solar LLC	Coral Springs	US	1,00	USD	⬆	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD	⬆	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	US	100,00	USD	⬆	Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD	⬆	Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	US	1,00	USD	⬆	Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD	⬆	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	⬆	Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1,00	USD		Equity	Enel Kansas LLC	10,00%	10,00%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Holdings LLC	100,00%	10,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	10,00%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000,00	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Rosy Range Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	RU	18.000.000,00	RUB		Equity	Enel SpA	49,50%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarsk City	RU	4.600.000,00	RUB		Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
S4MA Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000,00	PLN		Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Saburoy SA	Montevideo	UY	100.000,00	UYU		-	Ifx Networks LLC	100,00%	19,50%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000,00	ARS		Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50,00%	29,66%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Salt Springs Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	ES	462.185,98	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	66,67%	46,74%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Sanosari Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Santo Rostro Cogeneración SA in liquidazione	Siviglia	ES	207.340,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Savanna Power Solar 12 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO	Kalná Nad Hronom	SK	200.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seccionadora Almodóvar Renovables SL	Malaga	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	37,50%	26,29%
Seguidores Solares Planta 2 SLU	Madrid	ES	3.010,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Servicio de Operación y Mantenimiento Para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	3.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	99,97%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99%	
Servicios de Internet Eni Chile Ltda	Santiago del Cile	CL	2.768.688.228,00	CLP		-	Ixf Networks Ltd	0,10%	19,50%
							Ixf/eni - Spc IV Inc.	99,90%	
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000,00	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100,00%	100,00%
Set Carmona 400 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	16,00%	11,22%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	27,50%	27,50%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	100,00%	100,00%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shark Power REN 10 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Shark Power REN 4 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Shark Power REN 5 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Shark Power REN 6 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Shark Power REN 7 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Shark Power REN 8 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Shark Power REN 9 SLU	Siviglia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100,00%	70,11%
Shark Power SLU	Siviglia	ES	143.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Shepherd Pass Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	340.100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697820,00	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	41,55%	41,55%
Silt Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Silverware Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	ES	2.007.750,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	96,00%	67,31%
Skyview Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
SL Energy SAC	Lima	PE	1.000,00	PEN		Integrale	Enel Green Power Perú SAC	100,00%	82,27%
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	NL	25.010.000,00	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne – Energetické Služby SRO	Bratislava	SK	4.505.000,00	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.724,66	EUR		Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika SRO	Moravská Ostrava	CZ	295.819,00	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100,00%	100,00%
Snowy Knoll Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	US	-	USD		Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032,25	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago del Cile	CL	5.738.046.495,00	CLP		Integrale	Enel Chile SA	57,50%	37,33%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	Santiago del Cile	CL	58.769.206.870,00	CLP		Equity	Enel X Chile SpA	50,00%	32,46%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	ES	4.507.590,78	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	64,75%	45,40%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50,00%	35,06%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048,42	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60,00%	42,07%
Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Cordoba	ES	86.063,20	EUR		-	Endesa Generación SAU	1,82%	1,27%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá	CO	89.714.600,00	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	94,94%	47,17%
							Enel X Colombia SAS ESP	5,05%	
Società Elettrica Trigno Srl	Trivento	IT	100.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55,00%	27,50%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	49,84%	34,94%
Solas Electricity Srl	Bucarest	RO	740.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	TR	50.000,00	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Sonak Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36,00%	25,24%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50,00%	50,00%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
South Wind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Square Dance Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Star Catcher Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sterling and Wilson Enel X E-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	90.000.000,00	INR		Equity	Enel X Way Srl	50,00%	50,00%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	MX	1.811.016.348,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	55,21%	95,37%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	
Stockyard Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stonewood Desarrollos SLU	Madrid	ES	4.053.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Strinestown Solar I LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suave Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	1.000,00	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0,10%	100,00%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99,90%	
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57,00%	57,00%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Suggestion Power Unipessoal Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000,00	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100,00%	70,11%
Suministradora de Buses K Cuatro SpA	Santiago del Cile	CL	59.361.825.858,00	CLP		Equity	Enel X Chile SpA	0,50%	32,46%
							Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	99,00%	
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240,00	EUR		Equity	Endesa Red SAU	33,50%	23,49%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000,00	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	60,00%	42,07%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun Power 2 Single Member PC	Maroussi	GR	1.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sun River LLC	Bend	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
SUN4 Koryta Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000,00	PLN		Integrale	S4MA Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80,00%	80,00%
SUN4 Torzym Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000,00	PLN		Integrale	S4MA Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80,00%	80,00%
Sundance Wind Project LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sunflower Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Swather Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
TAE Technologies Inc.	Pauling	US	53.207.936,00	USD		-	Enel Produzione SpA	1,12%	1,12%
							TAE Technologies Inc.	0,00%	
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51,00%	35,76%
Tecnatom do Brasil Engenharia e Serviços Ltda	Rio de Janeiro	BR	1.600.000,00	BRL		Equity	Tecnatom SA	90,00%	28,40%
Tecnatom France SAS	Saint Loup de Varennes	FR	1.888.870,38	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,55%
Tecnatom México SA de Cv	Veracruz	MX	6.000.000,00	MXN		Equity	Inspectores y Consultores Ibercal SLU	0,17%	31,55%
							Tecnatom SA	99,83%	
Tecnatom Servicios Técnicos y Consultoría SLU	Sebastián de los Reyes	ES	3.000,00	EUR		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,55%
Tecnatom UK Ltd	Londra	GB	1,00	GBP		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,55%
Tecnatom USA Corporation	Wilmington	US	3.000,00	USD		Equity	Tecnatom SA	100,00%	31,55%
Tecnatom SA	Madrid	ES	4.025.700,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	75,00%	35,38%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000,00	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	43,75%	30,67%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	MX	2.892.643.576,00	MXN		Equity	Enel Green Power SpA	32,89%	32,90%
Teploprogress JSC	Sredneuralsk	RU	128.000.000,00	RUB		AFS	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000,00	INR		Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Termica Colferro SpA	Bologna	IT	6.100.000,00	EUR		Equity	Cogenio Srl	60,00%	12,00%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	7.078.298,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,42%	4,22%
							Enel Generación Costanera SA	1,68%	
							Enel Generación El Chocón SA	5,60%	



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Termoelectrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	7.078.307,00	ARS		-	Central Dock Sud SA	0,47%	4,71%
							Enel Generación Costanera SA	1,89%	
							Enel Generación El Chocón SA	6,23%	
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45,00%	31,55%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000,00	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	11,66%	20,73%
							Dehesa de los Guadalupe Solar SLU	8,83%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	9,08%	
Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC	Komsomolsk	RU	118.213.473,45	RUB		-	Enel Russia PJSC	1,65%	0,93%
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000,00	INR		Integrale	Avikiran Surya India Private Limited	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	US	100,00	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	US	1,00	USD		Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tico Solar 1 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tieton Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000,00	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.887,96	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33,33%	23,37%
Toplet Power Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Topwind Energy Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Toro Renovables 400 KV SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	8,28%	5,81%
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Trading Post Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	GT	233.561.800,00	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100,00%	47,18%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	
							Generadora Montecristo SA	0,00%	
Transportadora de Energía SA-TESA	Buenos Aires	AR	2.584.473.416,00	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0,00%	82,27%
							Enel Brasil SA	60,15%	
							Enel CIEN SA	39,85%	
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidazione	Girona	ES	72.121,45	EUR		Integrale	Edistribución Redes Digitales SLU	73,33%	51,42%
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000,00	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	17,73%	24,89%
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	17,77%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Tula WPS LLC	Tula	RU	-	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tumbleweed Flat Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	96.300.000,00	INR		Integrale	Avikiran Energy India Private Limited	100,00%	100,00%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
TWE ROT DA LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Tyme Srl	Bergamo	IT	100.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50,00%	50,00%
Ufinet Argentina SA	Buenos Aires	AR	9.745.583,00	ARS		-	Ufinet Latam SLU	99,95%	19,50%
							Ufinet Panamá SA	0,05%	
Ufinet Brasil Participações Ltda	Santo André	BR	120.784.639,00	BRL		Equity	Zacapa Topco II Sàrl	100,00%	50,00%
Ufinet Brasil SA	Barueri	BR	29.800.000,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	60,00%	30,00%
Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda	Santo André	BR	120.784.638,00	BRL		Equity	Ufinet Brasil Participações Ltda	100,00%	50,00%
							Ufinet Latam SLU	0,00%	
Ufinet Chile SpA	Santiago del Cile	CL	233.750.000,00	CLP		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufinet Colombia Participaciones SAS	Bogotà	CO	10.001.001.000,00	COP		-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Ufinet Colombia SA	Bogotá	CO	1.180.000.000,00	COP	✕	-	Ufinet Guatemala SA	0,00%	17,55%
							Ufinet Honduras SA	0,00%	
							Ufinet Latam SLU	90,00%	
							Ufinet Panamá SA	0,00%	
Ufinet Costa Rica SA	San José	CR	25.000,00	USD	✕	-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufinet Ecuador Ufec SA	Quito	EC	9.865.110,00	USD	✕	-	Ufinet Guatemala SA	0,00%	19,50%
							Ufinet Latam SLU	100,00%	
Ufinet El Salvador SA de Cv	San Salvador	SV	10.000,00	USD	✕	-	Ufinet Guatemala SA	0,01%	19,50%
							Ufinet Latam SLU	99,99%	
Ufinet FTTH Guatemala Ltda	Città del Guatemala	GT	50.000,00	GTQ	✕	-	Ufinet Latam SLU	51,00%	9,94%
Ufinet Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	3.000.000,00	GTQ	✕	-	Ufinet Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufinet Panamá SA	0,01%	
Ufinet Honduras SA	Tegucigalpa	HN	194.520,00	HNL	✕	-	Ufinet Latam SLU	99,99%	19,50%
							Ufinet Panamá SA	0,01%	
Ufinet Latam SLU	Madrid	ES	15.906.312,00	EUR	✕	-	Zacapa Sàrl	100,00%	19,50%
Ufinet México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	7635.430,00	MXN	✕	-	Ufinet Guatemala SA	1,31%	19,50%
							Ufinet Latam SLU	98,69%	
Ufinet Nicaragua SA	Managua	NI	2.800.000,00	NIO	✕	-	Ufinet Guatemala SA	0,50%	19,50%
							Ufinet Latam SLU	99,00%	
							Ufinet Panamá SA	0,50%	
Ufinet Panamá SA	Panama City	PA	1.275.000,00	USD	✕	-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Ufinet Paraguay SA	Asunción	PY	79.488.240.000,00	PYG	✕	-	Ufinet Latam SLU	75,00%	14,63%
Ufinet Perú SAC	Lima	PE	2.836.474,00	PEN	✕	-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
							Ufinet Panamá SA	0,00%	
Ufinet US LLC	Wilmington	US	1.000,00	USD	✕	-	Ufinet Latam SLU	100,00%	19,50%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.520,00	EUR	🏭	Integrale	Endesa Generación SAU	100,00%	70,11%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000,00	ZAR	🌱	Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	🌱	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	🌱	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	🌱	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	🌱	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	🌱	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	🌱	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda	Rio de Janeiro	BR	814.006,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
USME ZE SAS	Bogotá	CO	104.872.000,00	COP	✕	AFS	Bogotá ZE SAS	100,00%	47,18%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Řež	CZ	524.139.000,00	CZK	📁	-	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Valdecaballero Solar SLU	Madrid	ES	3.000,00	EUR	☙	Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000,00	INR	☙	Integrale	Enel Green Power India Private Limited	100,00%	100,00%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	TR	3.500.000,00	TRY	☙	AFS	Enel SpA	100,00%	100,00%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	7.315.000,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722,00	BRL	☙	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	82,27%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Città del Messico	MX	1.455.854.094,00	MXN	☙	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	205.316.027,15	MXN	☙	Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	60,80%	20,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000,00	EUR	☙	Integrale	Enel Green Power España SLU	67,00%	46,97%
Viva Labs AS	Oslo	NO	104.724,90	NOK	✕	Integrale	Enel X International Srl	60,00%	60,00%
Walking Horse Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Waseca	US	-	USD	☙	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Waypost Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD	☙	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD	☙	Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100,00%	100,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wespire Inc.	Boston	US	1.625.000,00	USD	✕	-	Enel X North America Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD	✈	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD	✈	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	74,13%
Western New York Wind Corporation	Albany	US	300,00	USD	✈	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD	✈	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD	✈	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	✈	Integrale	White Cloud Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
White Peaks Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	✈	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitetail Trails Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	✈	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	US	99,00	USD	✈	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	US	-	USD	✈	Integrale	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100,00%	100,00%
Whittle's Ferry Solar Project LLC	Andover	US	1,00	USD	✈	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wild Run LP	Alberta	CA	10,00	CAD	✈	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	US	1,00	USD	✈	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wilderness Range Solar Project LLC	Andover	US	-	USD	✈	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1,00	USD	✈	Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%
Wind Energy Green Park Srl	Bucarest	RO	2.000,00	RON	✈	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388,00	EUR	✈	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Bolibas SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR	✈	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Distomos SA	Maroussi	GR	556.500,00	EUR	✈	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Folia SA	Maroussi	GR	424.000,00	EUR	✈	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gagari SA	Maroussi	GR	389.000,00	EUR	✈	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Goraki SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR	✈	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Gourles SA	Maroussi	GR	555.000,00	EUR	✈	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wind Parks Kafoutsi SA	Maroussi	GR	551.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Petalo SA	Maroussi	GR	575.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Skoubi SA	Maroussi	GR	472.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA	100,00%	100,00%
Wind Parks Strouboulas SA	Maroussi	GR	576.500,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vitalio SA	Maroussi	GR	361.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks Vourlas SA	Maroussi	GR	554.000,00	EUR		Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Windbreaker Storage Project LLC	Andover	US	1,00	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
WKN Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100,00%	100,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
Xaloc Solar SLU	Valencia	ES	3.000,00	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100,00%	70,11%
X-bus Italia Srl	Milano	IT	15.000,00	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20,00%	20,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000,00	ARS		Equity	Enel Américas SA	33,33%	27,42%
Yedesa Cogeneración SA in liquidazione	Almería	ES	234.394,72	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40,00%	28,04%
Zacapa HoldCo Sàrl	Lussemburgo	LU	76.180.812,49	EUR		-	Zacapa Topco Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa LLC	Wilmington	US	100,00	USD		-	Zacapa Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa Sàrl	Lussemburgo	LU	82.866.475,04	USD		-	Zacapa HoldCo Sàrl	100,00%	19,50%
Zacapa Topco II Sàrl	Lussemburgo	LU	12.000,00	EUR		Equity	Enel X International Srl	50,00%	50,00%



Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Zacapa Topco Srl	Lussemburgo	LU	29.970.000,00	EUR		-	Enel X International Srl	19,50%	19,50%
Zephir 3 Constanta Srl	Bucarest	RO	1.031.260,00	RON		Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100,00%	100,00%

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

Concept design e realizzazione

Gpt Group

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

