



# Relazione finanziaria semestrale

2022

al 30 Giugno 2022

We are #SDGsContributors

# INDICE

## Il Gruppo ERG

Profilo del Gruppo.....	3
Organi societari.....	5
Aree geografiche di attività al 30 giugno 2022.....	6
Area di consolidamento integrale al 30 giugno 2022.....	7
Modello organizzativo.....	8
Variatione perimetro di business nel 2022.....	10
ERG in Borsa.....	11
Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2022.....	12
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre.....	13

## Risultati del periodo

Highlights.....	16
Commento ai risultati del semestre.....	17
Basis for preparation.....	20
Mercato di riferimento.....	21
Quadro normativo – Incentivi.....	22
Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre.....	25
Risultati per Paese.....	31
<b>Italia</b> .....	33
<b>Estero</b> .....	36
<i>Francia</i> .....	36
<i>Germania – Eolico</i> .....	39
<i>UK – Eolico</i> .....	40
<i>Spagna – Solare</i> .....	41
<i>East Europe – Eolico</i> .....	42

## Prospetti contabili e altre informazioni

Prospetti contabili.....	44
Indicatori Alternativi di Performance (IAP).....	53

## Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	60
Evoluzione prevedibile della gestione.....	61

<b>Bilancio Consolidato semestrale abbreviato</b> .....	63
---	----

## PROFILO DEL GRUPPO

---

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente di energia pulita da fonti rinnovabili, presente in nove paesi a livello europeo.

Primo operatore eolico in Italia, tra i primi dieci in Europa, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, essendo tra i primi cinque in Italia.

Tra i principali player del mercato oil fino al 2008, ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine attraverso una trasformazione aziendale di successo verso un modello di sviluppo sostenibile: oggi la società è un primario operatore europeo nel settore delle energie rinnovabili. Nel 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di Asset Rotation per completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar".

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, con la quale ha successivamente raggiunto un accordo per cedere l'impianto CCGT di Priolo Gargallo, il cui closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

A seguito di queste importanti operazioni, il Gruppo, la cui strategia industriale integra il piano ESG (Environmental, Social and Governance), in linea con gli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs), diventerà un operatore 100% Rinnovabile.

ERG è quindi protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, impegnata nella realizzazione di una transizione energetica equa ed inclusiva.

Attualmente la gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation S.p.A. che svolge:

- l'attività di Energy Management & Sales centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera con la missione di securizzare le produzioni attraverso contratti di lungo termine e gestire le coperture delle posizioni merchant in linea con le risk policy del Gruppo;
- le attività di *Operation & Maintenance* dei propri impianti eolici e solari italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania.

ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di 2.554 MW<sup>1</sup> di capacità installata rinnovabile (2.242 MW eolico, 312 MW solare), opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

---

1 Il totale MW non include il Business termoelettrico in corso di cessione.

## Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.234 MW nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

In particolare, ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia con 1.093 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 141 MW di potenza installata.

## Estero

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 1.320 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi dieci operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.149 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), Polonia (107 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW), UK (70MW).

ERG inoltre opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 170 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia, e 92 MW in Spagna.

# ORGANI SOCIETARI

---

## CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>2</sup>

Presidente  
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente  
ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*<sup>3</sup>  
GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato  
PAOLO LUIGI MERLI

Consiglieri  
LUCA BETTONTE *(non esecutivo)*  
EMANUELA BONADIMAN *(indipendente)*<sup>4</sup>  
MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*<sup>4</sup>  
MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*  
ELENA GRIFONI WINTERS *(indipendente)*<sup>4</sup>  
FEDERICA LOLLI *(indipendente)*<sup>4</sup>  
ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*<sup>4</sup>  
MARIO PATERLINI *(indipendente)*<sup>4</sup>

## COLLEGIO SINDACALE<sup>5</sup>

Presidente  
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi  
GIULIA DE MARTINO  
FABRIZIO CAVALLI

## DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

MICHELE PEDEMONTE<sup>6</sup>

## SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.<sup>7</sup>

2 Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

3 Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

4 Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A.

5 Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

6 Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

7 Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.

# AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 GIUGNO 2022

## TOTALE: 3.034 MW

Eolico: 2.242 MW (1.093 MW Italia e 1.149 MW Estero)

Solare: 312 MW (141 MW Italia e 170 MW Estero)

Termoelettrico: 480 MW

In construction/RTB: 430 MW

UK: 179 MW

Polonia: 36 MW

Italia: 153 MW

Svezia: 62 MW

### FRANCIA

Eolico: 522 MW

Solare: 79 MW

### SPAGNA

Solare: 92 MW

### ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Termoelettrico: 480 MW

### UK

Eolico: 70 MW

### GERMANIA

Eolico: 327 MW

### POLONIA

Eolico: 107 MW

### ROMANIA

Eolico: 70 MW

### BULGARIA

Eolico: 54 MW



\* Si segnala che in data 7 luglio 2022 la società ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.

# AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2022



## MODELLO ORGANIZZATIVO

---

L'assetto del Gruppo si caratterizza per un forte orientamento alla logica di processo e all'abilitazione delle leve strategiche di business prevedendo la definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A. - Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei cambiamenti organizzativi avvenuti nel mese di aprile 2021 la società è organizzata nelle seguenti aree:
  - Business Development and Merger & Acquisitions
  - Engineering Development
  - Administration, Finance, Control & Procurement
  - Human Capital & ICT
  - Regulatory & Public Affairs
  - Corporate & Legal Affairs
  - ESG, IR & Communication
- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
  - tecnologie di generazione Wind, Solar e Thermo<sup>8</sup>, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
  - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
  - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo;
  - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza, qualità e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

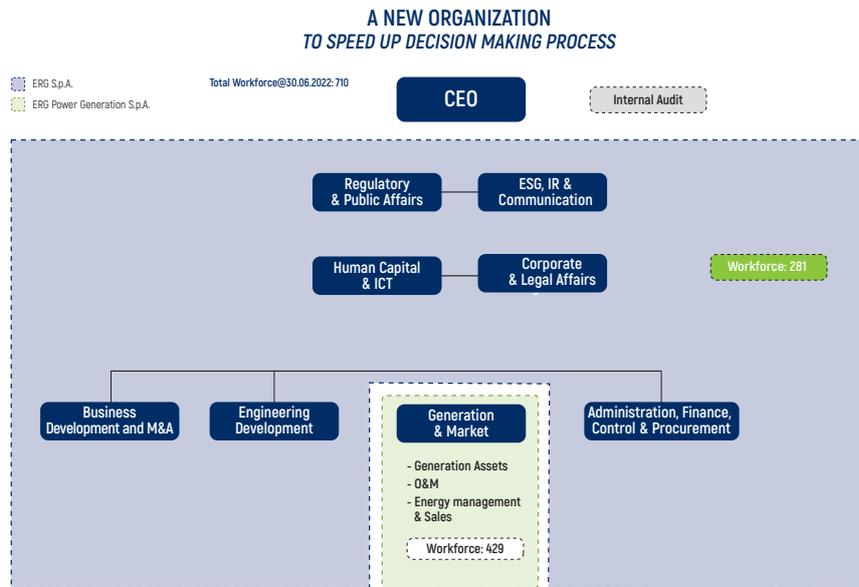
A partire da febbraio 2022, al fine di proseguire il percorso di crescita avviato e raggiungere gli ambiziosi target fissati nel Piano Industriale, il Gruppo ha implementato un modello di business radicato nelle diverse realtà e nello stesso tempo flessibile, che tenga conto della diversificazione sia geografica che tecnologica, in particolare nel business solare.

Pertanto, nell'ambito dell'unità Organizzativa Business Development and M&A, sono state costituite due macroaree a livello Europeo – Central West Europe & Nordics e Central East Europe – nelle quali confluiscono le strutture organizzative di Business Development e di M&A di Country, che mantengono la responsabilità di individuare, dirigere e perfezionare, le iniziative di sviluppo organico ed M&A a livello locale. Nella stessa ottica, a partire da luglio 2022, sono

---

8 Business Termoelettrico in corso di cessione.

state costituite in Francia e Germania due nuove aree di Administration, Finance, Control & Procurement che hanno la responsabilità dei processi a livello locale mantenendo una relazione funzionale con le Unità Organizzative centrali.



## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL 2022

---

### Solare – Valentia

In data **31 gennaio 2022** ERG ha acquisito da GEI Subasta 1 S.A. il 100% del capitale di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in esercizio situati nel sud della Spagna nelle regioni di Castilla de la Mancha e Andalusia e di potenza rispettivamente, pari a 50,0 e 41,6 MW

Gli impianti sono entrati in esercizio ad inizio 2020, hanno partecipato alle aste regolamentate dal Regio Decreto 359 del 2017 ed hanno una produzione totale annua stimata di 188 GWh, pari a oltre 2050 ore/anno equivalenti, fra le più alte in Europa, corrispondenti a 110 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata ogni anno.

Il corrispettivo dell'operazione è pari a 96 milioni di Euro (asset value).

Si precisa che le neoacquisite società spagnole sono consolidate integralmente a partire dal 1° gennaio 2022.

### Idroelettrico

Si segnala che in data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato l'accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. L'operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021.

### Termoelettrico

Si segnala che, in data 9 febbraio 2022 ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e ad alta efficienza, alimentata a gas naturale presso Priolo Gargallo, in provincia di Siracusa.

Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

Si precisa inoltre che, nel corso del semestre, sono entrati in piena operatività due parchi eolici nel Regno Unito per una capacità complessiva pari a 70 MW e due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva pari a 27 MW, tutti sviluppati e costruiti internamente. Inoltre, a fine semestre, è entrato in operatività il parco eolico di Piotrkow in Polonia per complessivi 24,5 MW.

## ERG IN BORSA

---

Al 30 giugno 2022 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 29,64 Euro, in crescita (+4,2%) rispetto a quella della fine dell'anno 2021.

Gli altri indici di borsa presentano tutte variazioni negative: S&P Global Energy Index (-2,5%), FTSE All Share (-22,2%), FTSE Mid Cap (-24,2%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-16,2%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 22,98 Euro (22 febbraio 2022) ed un massimo di 35,00 Euro (17 maggio 2022).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno 2022:

<b>Prezzo dell'azione</b>	<b>Euro</b>
Prezzo di riferimento al 30.06.22	29,64
Prezzo massimo (17.05.22) <sup>(1)</sup>	35,00
Prezzo minimo (22.02.22) <sup>(1)</sup>	22,98
Prezzo medio	29,22

(1) Intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data.

<b>Volumi scambiati</b>	<b>N° azioni</b>
Volume massimo (09.03.22)	826.155
Volume minimo (27.01.22)	70.068
Volume medio	224.937

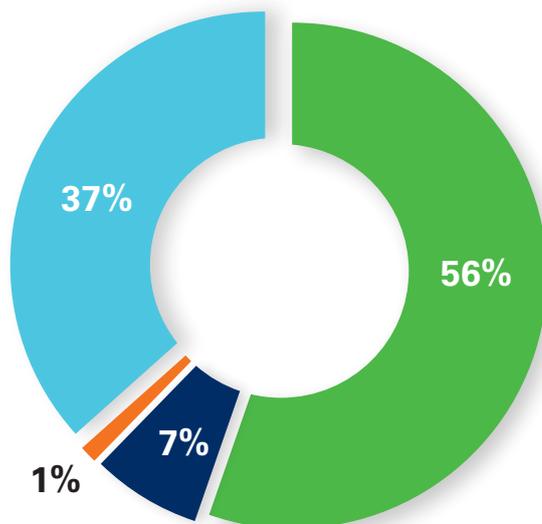
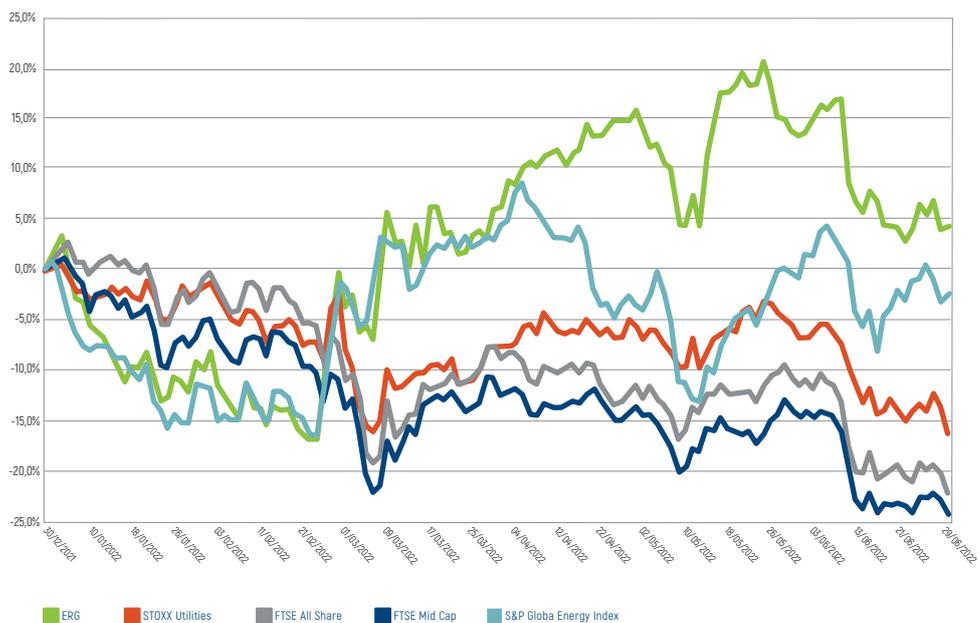
La capitalizzazione di borsa a fine semestre ammonta a circa 4.455 milioni di Euro (4.275 milioni alla fine del 2021).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 149.537.920.

## Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2022

**ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share, FTSE Mid Cap e S&P GLOBAL ENERGY INDEX**

Variazione % dal 30/12/2021 al 30/06/2022



■ ERG S.p.A. (azioni proprie)    
 ■ Polcevera S.r.l.    
 ■ San Quirico S.p.A.    
 ■ Altri inferiori al 3%

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 03/01/2022</a>	Italia	Idroelettrico	ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l.
<a href="#">Comunicato Stampa del 26/01/2022</a>	Italia	Corporate	ERG è stata inserita nel Gender Equality Index (GEI) di Bloomberg
<a href="#">Comunicato Stampa del 31/01/2022</a>	Italia	Eolico	ERG è risultata aggiudicataria di una tariffa per 20 anni su 97,2 MW di nuova capacità eolica nell'ambito della settima asta indetta dal Gestore dei Servizi Elettrici.
<a href="#">Comunicato Stampa del 31/01/2022</a>	Spagna	Solare	ERG, ha acquisito da GEI Subasta 1 S.A. il 100% del capitale di due società di progetto di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in esercizio di potenza rispettivamente, pari a 50,0 e 41,6 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 09/02/2022</a>	Italia	Termoelettrico	ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. a cui fa capo la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)
<a href="#">Comunicato Stampa del 10/02/2022</a>	Italia	Corporate	ERG entra nel "Suppliers Engagement Leaderboard" di CDP (Carbon Disclosure Project)
<a href="#">Comunicato Stampa del 23/02/2022</a>	Italia	Storage	ERG entra nel mercato dello storage con due progetti per complessivi 22 MW di capacità installata nell'area Centro-Sud e Sicilia.
<a href="#">Comunicato Stampa del 15/03/2022</a>	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG approva il Piano Industriale e ESG 2022-2026.
<a href="#">Comunicato Stampa del 24/03/2022</a>	UK	Eolico	ERG, tramite le proprie controllate nel Regno Unito, ha raggiunto un accordo con ENGIE UK Markets Ltd., per la sottoscrizione di due Power Purchase Agreements (PPA) di durata decennale.
<a href="#">Comunicato Stampa del 26.04.2022</a>	Italia	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2021, ha deliberato il pagamento di Euro 0.90 per azione, e ha nominato il nuovo Collegio Sindacale.

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 13.05.2022</a>	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-.
<a href="#">Comunicato Stampa del 01/06/2022</a>	Italia	Solare	ERG, ha siglato l'accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 09/06/2022</a>	Francia	Eolico	ERG annuncia la messa in esercizio del parco eolico di Les Bouchats in Francia, situato nella regione Grand-Est per un totale di 19,8 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 15/06/2022</a>	Italia	Corporate	ERG rafforza il suo impegno in ambito ESG. Firma dei Women's Empowerment Principles e ingresso nello United Nations Global Compact. MSCI conferma il rating "AA". Il Gruppo inoltre entra nella Top 10 del "Integrated Governance Index 2022".
<a href="#">Comunicato Stampa del 16/06/2022</a>	Italia	Corporate	San Quirico e IFM Investors annunciano la costituzione di una partnership strategica a lungo termine riguardante ERG S.p.A. Il family office della famiglia Garrone-Mondini e IFM NZIF hanno firmato un accordo storico, in base al quale IFM NZIF e le rispettive società collegate acquisiranno un interesse iniziale del 35% in una nuova holding da costituire che, a sua volta, deterrà circa il 62,5% di ERG.

## Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia

Nella prima parte del 2022 sono state introdotte misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

In particolare, in Italia si fa riferimento all'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022<sup>9</sup> i cui impatti sono stati stimati pari a 40 milioni (di cui circa 4 milioni relativi al business termoelettrico) rilevati alla riga Imposte ed isolate come *special item*.

Con riferimento all'art.15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni Ter)<sup>10</sup> si precisa che non sono stati stimati accantonamenti in quanto le produzioni italiane "merchant" risultano vendute a termine a prezzi coerenti con le soglie individuate dal Decreto stesso.

Per quanto riguarda l'estero si segnala in Romania l'applicazione della normativa "Windfall Tax" che ha comportato maggiori oneri nel semestre per 5 milioni, contabilizzati nel Margine Operativo Lordo e rilevati come *special item*.

<sup>9</sup> Convertito in legge con Legge n. 51 del 20 maggio 2022.

<sup>10</sup> Convertito in legge con Legge n. 25 del 28 maggio 2022.

## Conflitto in Ucraina

In considerazione del conflitto iniziato alla fine del mese di febbraio 2022 in Ucraina, il management sta monitorando eventuali criticità ed impatti sul Gruppo ERG in particolare con riferimento ai rischi di credito, sicurezza e di business continuity.

Per quanto riguarda il **rischio credito** non esistono posizioni aperte direttamente con controparti di diritto russe e ucraine; si segnala tuttavia che il principale cliente del Gruppo nel Sito di Priolo Gargallo è una società italiana controllata indirettamente da un Gruppo russo.

In relazione alla **sicurezza impianti** si segnala la posizione di alcuni parchi eolici del Gruppo nell'Est Europa (Polonia e Romania) vicini al confine ucraino: trattandosi di Paesi che fanno parte della NATO al momento non si evidenziano rischi direttamente legati al conflitto.

In relazione alla **business continuity** in merito all'approvvigionamento di gas, nel caso di sanzioni o blocchi/limitazioni all'export di Gas dalla Russia non sono da escludere ulteriori impatti sui prezzi e sui volumi di approvvigionamento. Sono oggetto di particolare attenzione gli eventuali impatti sull'impianto CCGT e sui contratti di vendita al sito di Priolo Gargallo legati all'introduzione delle sanzioni che l'Unione Europea ha stabilito in data 31 maggio e che saranno attivate entro la fine del 2022, in particolare con riferimento al blocco delle importazioni di petrolio via mare dalla Russia. Le tensioni geopolitiche stanno avendo forti impatti sui mercati, sia finanziari che delle commodities, con un forte aumento dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, a fronte dei quali non si possono ad oggi escludere ulteriori interventi a livello regolatorio sul settore dell'energia. Si è verificata inoltre un'inversione di tendenza nelle politiche monetarie delle banche centrali con tassi di interesse in forte aumento e si rileva infine un generale aumento dei prezzi di materie prime e prodotti finiti, aggravato dalle tensioni geopolitiche, i cui effetti potranno impattare gli investimenti dei progetti in costruzione nel breve/medio termine.

Si segnala inoltre che, nell'ambito dell'emergenza in corso, il Gruppo ha destinato circa 1 milione per alcune iniziative a supporto della crisi umanitaria in Ucraina.

# HIGHLIGHTS

Adjusted <sup>(1)</sup> Anno 2021 <sup>(3)</sup>	(milioni di Euro)	Reported <sup>(2)</sup> 1° Semestre		Adjusted <sup>(1)</sup> 1° Semestre	
		2022	2021 <sup>(3)</sup>	2022	2021 <sup>(3)</sup>
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>					
602	Ricavi	374	259	374	259
<b>399</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>275</b>	<b>177</b>	<b>277</b>	<b>178</b>
<b>198</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>158</b>	<b>77</b>	<b>170</b>	<b>80</b>
<b>127</b>	<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>72</b>	<b>46</b>	<b>122</b>	<b>53</b>
203	Risultato netto	407	93	136	100
202	di cui Risultato netto di Gruppo	405	92	135	100
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>					
<b>3.608</b>	<b>Capitale investito netto attività continue <sup>(4)</sup></b>	<b>2.793</b>	<b>3.510</b>	<b>2.655</b>	<b>3.400</b>
1.556	Patrimonio netto	1.935	1.706	1.939	1.708
2.051	Indebitamento finanziario netto attività continue <sup>(4)</sup>	1.160	1.804	1.019	1.692
237	di cui Project Financing non recourse <sup>(5)</sup>	225	494	225	494
57%	Leva finanziaria	37%	51%	34%	50%
<b>47%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>73%</b>	<b>68%</b>	<b>74%</b>	<b>69%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>					
<b>2.418</b>	<b>Totale capacità installata a fine periodo</b>			<b>2.554</b>	<b>2.188</b>
					MW
<b>4.157</b>	<b>Totale produzioni di energia elettrica</b>			<b>2.655</b>	<b>2.109</b>
					GWh
1.234	Capacità installata Italia a fine periodo			1.234	1.234
2.295	Produzione di energia elettrica in Italia			1.252	1.184
581	Capacità installata Francia a fine periodo			600	476
889	Produzione di energia elettrica in Francia			547	435
327	Capacità installata Germania a fine periodo			327	272
428	Produzione di energia elettrica in Germania			321	208
70	Capacità installata UK a fine periodo			70	-
-	Produzione di energia elettrica in UK			115	-
-	Capacità installata Spagna a fine periodo			92	-
-	Produzione di energia elettrica in Spagna			87	-
206	Capacità installata in East Europe			231	206
546	Produzione di energia elettrica in East Europe			334	282
<b>617</b>	<b>Investimenti <sup>(6)</sup></b>			<b>218</b>	<b>301</b>
					milioni di Euro
<b>808</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>			<b>707</b>	<b>798</b>
					Unità
<b>RICAVI NETTI UNITARI <sup>(7)</sup></b>					
149	Italia - Eolico			124	123
335	Italia - Solare			327	326
88	Francia - Eolico			92	89
90	Francia - Solare			98	-
112	Germania - Eolico			143	97
-	UK - Eolico			183	-
-	Spagna - Solare			142	-
119	East Europa - Eolico			163	81

(1) Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

(2) Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di Bilancio ed includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

(3) I valori 2021 proforma sono risposti in applicazione del principio contabile IFRS 5, riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

(4) L'indebitamento finanziario netto attività continue *adjusted* e il Capitale Investito Netto attività continue *adjusted* sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16.

(5) Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

(6) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 96 milioni nel primo semestre 2022 e 188 milioni nel primo semestre 2021.

(7) I ricavi netti unitari riportati sono espressi in Euro/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

## COMMENTO AI RISULTATI DEL SEMESTRE

---

Nel primo semestre 2022 i ricavi **adjusted** sono pari a 374 milioni e registrano un incremento di 115 milioni rispetto al primo semestre 2021 proforma (259 milioni), il cui contributo più significativo è riconducibile alla maggiore capacità di 366 MW (di cui 217 MW eolico e 148 MW solari) a seguito delle acquisizioni all'estero effettuate nel secondo semestre 2021 ed inizio 2022 oltre all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed operativi da fine 2021 e da giugno 2022. Le produzioni sono risultate pari a 2,7 TWh, in crescita di quasi il 30% (0,5 TWh) rispetto al 2021, a seguito anche delle migliori condizioni anemologiche registrate nel periodo. I maggiori prezzi di mercato hanno influito solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti PPA a condizioni prestabilite e contratti finanziari. L'effetto dei maggiori prezzi ha influito all'estero, soprattutto in Germania ed in Est Europa, in funzione dei loro specifici meccanismi di incentivazione. In Italia i ricavi unitari sono sostanzialmente in linea al primo semestre 2021, in quanto larga parte della produzione è ceduta a prezzi prefissati attraverso contratti stipulati in esercizi precedenti, e si registra un significativo decremento del valore unitario dell'incentivo.

Il margine operativo lordo **adjusted**<sup>11</sup>, al netto degli special items, si attesta a 277 milioni, in aumento di 99 milioni rispetto ai 178 milioni registrati nel 2021 proforma. In sintesi:

### ITALIA

- **Eolico (+8 milioni)**: margine operativo lordo pari a 113 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2021 proforma (105 milioni) interamente per effetto della maggior ventosità riscontrata (1.129 GWh nel primo semestre 2022 rispetto al 1.070 GWh del 2021). I prezzi di vendita catturati sono stati in linea in quanto l'effetto scenario prezzi è stato compensato dal minor valore dell'incentivo e dai derivati di copertura.
- **Solare (+3 milioni)**: margine operativo lordo pari a 36 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2021 proforma (34 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati (122 GWh nel primo semestre 2022 rispetto al 115 GWh del 2021). L'effetto scenario prezzi, al netto dei derivati di copertura, è risultato neutro.

### ESTERO

- **Eolico (+74 milioni)**: margine operativo lordo pari a 127 milioni (circa il 50% del totale), in aumento rispetto al primo semestre 2021 proforma (52 milioni) per il contributo dei 218 MW di nuova capacità, per effetto dei migliori prezzi catturati in alcune geografie ed alla maggiore ventosità riscontrata.

---

<sup>11</sup> Il margine operativo lordo **adjusted** è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 6 milioni, agli altri effetti negativi degli *special items* per circa 8 milioni. Si precisa che il margine operativo lordo **adjusted** non include il contributo del business termoelettrico, in corso di cessione, riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

- **Solare (+14 milioni):** margine operativo lordo pari a 14 milioni nel primo semestre 2022 grazie al pieno contributo dei parchi consolidati in Francia (79 MW) tra giugno e ottobre 2021 e dei nuovi parchi acquisiti in Spagna (92 MW) a gennaio 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro legato ai nuovi MW operativi è pari a 46 milioni.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo. Si precisa che, in ottemperanza alla politica di rischio, tutte le produzioni merchant sull'anno 2022 risultano vendute a termine; pertanto i risultati operativi non includono alcun effetto penalizzante derivante dall'applicazione della Legge n. 25 del 28 marzo 2022, che prevede meccanismi di compensazione a due vie sulla base di un prezzo di riferimento, sostanzialmente allineato ai prezzi delle coperture in essere.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 170 milioni (80 milioni nel primo semestre 2021 proforma) dopo ammortamenti per 107 milioni, in lieve aumento rispetto al 2021 (98 milioni nel primo semestre 2021 proforma) principalmente a seguito del pieno contributo degli asset eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021, del contributo dei nuovi parchi acquisiti in Spagna nel gennaio 2022 e dal contributo dei nuovi parchi in Regno Unito, Francia e Polonia sviluppati internamente.

Il **risultato netto delle attività continue adjusted** è pari a 122 milioni in sensibile aumento rispetto al primo semestre 2021 proforma (53 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi ed i minori oneri finanziari, che si riducono a seguito del pieno contributo delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021. Si precisa che la voce non include l'impatto dell'applicazione della normativa "Windfall Tax" (oneri per 4 milioni) in Romania e l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 in Italia pari a circa 36 milioni<sup>12</sup>; tali poste, di carattere straordinario e temporaneo, sono state isolate come poste non caratteristiche.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted**, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT in corso di cessione e rilevato nelle attività discontinue in base alle regole dell'IFRS 5, è stato pari a 135 milioni, in sensibile aumento rispetto al risultato del 2021 (100 milioni), in considerazione dei già commentati migliori risultati operativi ed i minori oneri finanziari.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 405 milioni in aumento rispetto ai 92 milioni del 2021 proforma. Il risultato comprende principalmente la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni), nonché la svalutazione degli asset eolici oggetto di Repowering

---

<sup>12</sup> Tale impatto è calcolato sulla base di un'aliquota pari al 25% per il periodo intercorrente tra il 1° ottobre 2021 e il 30 aprile 2022. L'importo indicato considera il perimetro relativo le attività continue, non comprensivo di ulteriori 4 milioni relativi al business termoelettrico, in corso di cessione, rilevato nelle attività discontinue.

(pari a circa 5 milioni) ed i costi legati alle operazioni di liability management effettuate nel corso del primo semestre 2022 (pari a circa 2 milioni), oltreché i già citati effetti legati alle misure impositive urgenti in materia di contenimento dei prezzi dell'energia, in particolare in Italia ed in Romania ed il contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT in corso di cessione.

Nel primo semestre 2022, gli **investimenti** sono stati pari a 218 milioni (301 milioni nel primo semestre 2021 proforma) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari in Spagna (96 milioni) avvenuta nel mese di gennaio 2022 e alle attività di sviluppo organico (122 milioni di Euro rispetto ai 113 milioni nel primo semestre 2021 proforma), in particolare le costruzioni dei parchi eolici in UK per circa 179 MW, Polonia per 61 MW (di cui 24,5 entrati in funzione nel mese di giugno), Francia 20 MW (entrati in funzione nel mese di giugno) e Svezia per 62 MW, all'avvio delle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 193 MW di nuova capacità eolica. Sul solare Italia proseguono le attività di revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.019 milioni**, in sensibile diminuzione (-1.033 milioni) rispetto al 31 dicembre 2021 (2.051 milioni). La variazione riflette principalmente l'incasso avvenuto a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (1.265 milioni) e dal positivo flusso di cassa del periodo (307 milioni<sup>13</sup>), in parte compensato dagli investimenti del periodo (218 milioni), dai dividendi distribuiti agli azionisti (136 milioni), dal pagamento delle imposte (46 milioni)<sup>14</sup>, oltreché dalla variazione di area di consolidamento con l'uscita del business idroelettrico e termoelettrico, quest'ultimo rendicontato tra le attività discontinue. Si segnala che ERG Power, proprietaria dell'impianto CCGT, presenta una posizione di cassa al 30 giugno 2022 pari a 9 milioni di Euro. Si precisa inoltre che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 216 milioni (344 milioni al 31 dicembre 2021).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 giugno 2022 a 142 milioni.

13 Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

14 L'importo include il pagamento dell'acconto ai sensi del D.L. n. 50/2022 pari a circa 14 milioni.

## BASIS FOR PREPARATION

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2022, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, include il Bilancio Consolidato semestrale, predisposto in forma abbreviata conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi".

Gli importi riportati nella Relazione intermedia sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in milioni di Euro.

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Società di Revisione KPMG S.p.A. secondo le modalità previste dalle disposizioni della CONSOB; i risultati di tali attività saranno resi pubblici appena disponibili.

### Informazione ai sensi degli artt. 70 e 71 del Regolamento Emittenti

La Capogruppo si avvale della facoltà, introdotta dalla CONSOB con Delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

### Settori operativi

A seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021 con la cessione del business idroelettrico e che sarà finalizzato nel corso del 2022 con la cessione del business termoelettrico, a partire dal 2022, i risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera, in coerenza con le nuove metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo, ed in linea con il Piano industriale 2022-2026 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2022, finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e alla strategia di crescita nel Wind & Solar attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica.

Si precisa che i risultati, esposti per area geografica dal presente Documento, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

### Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai Principi Contabili Internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici sono anche esposti con l'esclusione delle componenti reddituali signifi-

cative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "**Risultati adjusted**".

Sono altresì definiti "**Risultati reported**" i risultati che includono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

### Finalizzazione della cessione del Business Idroelettrico

In data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021, a seguito dell'approvazione dell'Autorità Antitrust italiana ed il positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri. Il corrispettivo è stato pari a circa Euro 1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l. L'accordo di compravendita prevede un ulteriore meccanismo di aggiustamento prezzo nel corso del 2022 in base ai valori effettivi, rilevati alla data del closing, del capitale circolante netto, della posizione finanziaria netta e dell'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini di ERG Hydro S.r.l.

### Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti Termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione dell'opportunità della potenziale cessione dell'impianto termoelettrico che, alla data del 31 dicembre 2021 (Reporting Date del Bilancio 2021) risultava ancora in corso di definizione. Alla Reporting Date, inoltre, l'impianto termoelettrico non risultava ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

Nel corso del 2022 il management del Gruppo, ad esito degli approfondimenti eseguiti, ha avviato le trattative per la cessione dell'impianto termoelettrico, firmando in data 9 febbraio un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto alla classificazione negli schemi dei Net Asset nelle

Attività possedute per la vendita in quanto risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

#### Valori economici 2021 proforma

A seguito di quanto sopra indicato, il confronto dei risultati del primo trimestre 2022 con quelli del corrispondente periodo del 2021 risente in modo significativo dell'importante processo di trasformazione del portafoglio del Gruppo. Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento dei due periodi ed in considerazione del nuovo modello pure "Wind & Solar", si è proceduto a riesporre i dati comparativi 2021 indicando nella riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico, in applicazione dell'IFRS 5.

Per ulteriori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda all'appendice "Alternative Performance Measures".

#### Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, e di irraggiamento, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

## MERCATO DI RIFERIMENTO

### Scenario prezzi

Anno 2021		1° Semestre	
		2022	2021
<b>SCENARIO PREZZI BASE LOAD (Euro/MWh)</b>			
<b>Italia</b>			
125	PUN <sup>(1)</sup>	249	67
109	Tariffa incentivante (ex "Certificati verdi") - Italia	43	109
46	TTF	96	22
53	CO <sub>2</sub>	83	44
<b>Estero</b>			
109	Francia	229	58
97	Germania	186	55
129	Polonia	189	95
87	di cui Energia Elettrica	142	62
42	di cui Certificati d'Origine	47	33
109	Bulgaria	205	59
141	Romania	240	89
111	di cui Energia Elettrica	211	60
29	di cui Certificato Verde	29	29
136	Irlanda del Nord	203	81
138	Gran Bretagna	212	78
112	Spagna	206	59
81	Svezia SE4	125	52

(1) Prezzo Unico Nazionale: prezzo di riferimento elettricità Italia.

## QUADRO NORMATIVO – INCENTIVI

### INCENTIVI ITALIA

#### Eolico

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a  $(180 \text{ Euro/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$  dove  $P_{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il D.M. 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni.
- Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti (a partire dalla sesta asta anche se non hanno aderito al c.d. "Spalmaincentivi") sebbene con un aumento del 5% del ribasso offerto. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo della tariffa spettante un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9.

#### Solare

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di Euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di Euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di Euro.
- Il D.M. 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'incentivo:
  - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
  - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
  - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.
- Il D.M. 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
  - a) siano autorizzati;
  - b) utilizzino componenti nuovi;
  - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.

## INCENTIVI ESTERO

<b>Germania</b>	<b>Eolico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo feed-in tariff (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012)</li> <li>• Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016: tariffa di tipo FIP (EEG 2014)</li> <li>• Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018: previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo.</li> <li>• Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017 e EEG 2021).</li> </ul>
<b>Germania</b>	<b>Solare</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017).</li> <li>• Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via; Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere all'incentivo per una capacità non superiore a 20 MW</li> </ul>
<b>Francia</b>	<b>Eolico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: feed-in tariff (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del load factor effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400.</li> <li>• Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: feed-in premium (FIP). La FIP è articolata in più componenti: complément de rémunération, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia.</li> <li>• Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti: il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta (per l'aggiudicazione di incentivi di durata 20 anni parzialmente adeguati ad indici inflattivi su base annua) o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW e che rispettano specifici criteri.</li> </ul>
<b>Francia</b>	<b>Solare</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introdotto nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW.</li> <li>• A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie di durata 20 anni, parzialmente adeguato ad indici inflattivi su base annua.</li> </ul>
<b>Bulgaria</b>	<b>Eolico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tariffa (feed-in tariff – FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.</li> </ul>

<b>Polonia</b>	<b>Eolico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impianti in esercizio entro luglio 2016: Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%.</li> <li>• Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo, di durata fino a 15 anni, è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie).</li> </ul>
<b>Romania</b>	<b>Eolico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a) periodo di recupero dei "Certificati verdi" (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);</li> <li>b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi).</li> </ol> </li> <li>• Il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 Euro/MWh e 29,4 Euro/MWh.</li> <li>• La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.</li> </ul>
<b>Spagna</b>	<b>Solare</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Regimen Especifico</i>, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in Euro/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell'impianto.</li> <li>• A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della "<i>Retribución a la Inversión</i>" (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell'impianto, in base al valore dell'offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell'investimento iniziale (Euro/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv.</li> <li>• A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell'adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.</li> </ul>

# AGGIORNAMENTI NORMATIVI ED ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL SEMESTRE

## UNIONE EUROPEA

### • **Pacchetto REpowerEU**

A seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, lo scorso marzo la Commissione Europea ha proposto il piano "REPowerEU" per rendere l'Europa indipendente dai combustibili fossili russi ben prima del 2030.

Tra le principali misure e azioni proposte per le energie rinnovabili sono inclusi l'innalzamento del target europeo al 2030 dal 40% al 45%, un obiettivo di installazione fotovoltaico di 320 GW al 2025 e quasi 600 GW al 2030.

Soprattutto, sono previste Linee guida europee per abbreviare e semplificare le procedure autorizzative sia per gli impianti ad energie rinnovabili che per le infrastrutture di rete, all'interno di "go-to areas" a basso rischio ambientale con tempi autorizzativi dimezzati.

### • **Commissione Europea - Nuove Linee Guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente**

Lo scorso dicembre 2021 la Commissione europea ha approvato nuove linee guida sugli aiuti di Stato all'energia e all'ambiente (CEEAG).

Le nuove linee guida si applicheranno a tutte le decisioni di sostegno economico prese dagli Stati Membri a partire da gennaio 2022; è però necessario adeguare gli strumenti di sostegno adottati ai nuovi orientamenti – ove materialmente applicabile – entro il 31 dicembre 2023.

## ITALIA

### • **D.L. di attuazione del PNRR e legge di conversione n. 233/2021**

Lo scorso dicembre 2021 è stata pubblicata la Legge n. 233/2021 di conversione in legge del Decreto Legge n. 152/2021 per l'attuazione del PNRR.

La principale disposizione del provvedimento prevede la possibilità di partecipazione alle future aste del GSE ai progetti di integrale ricostruzione (i.e. repowering) insieme ai progetti green field all'interno dello stesso contingente.

### • **D.Lgs 199/2021 di recepimento della Direttiva 2018/2001 (RED II)**

Lo scorso novembre 2021 è stato pubblicato il Decreto legislativo n. 199/2021 per l'attuazione della Direttiva

europea 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II).

Tra le principali disposizioni, viene confermata la possibilità di sostegno alla produzione elettrica da fonti rinnovabili che, per impianti di capacità superiore a 1 MW, viene realizzato attraverso aste al ribasso, finalizzate all'aggiudicazione di contratti per differenza a due vie e pianificate per almeno un quinquennio.

Per i contingenti non aggiudicati attraverso i bandi previsti dal DM 4/7/2019 (DM FER 1), è prevista l'effettuazione di altre sessioni d'asta oltre il 2021, fino ad esaurimento della capacità disponibile.

Vengono introdotte le "Aree idonee" all'installazione di impianti ad energia rinnovabile, intese come aree ad «elevato potenziale» rinnovabile, individuate dalle Regioni tramite Legge regionale sulla base di criteri attuativi definiti dal Governo.

Sono considerate idonee le aree sede di progetti di repowering qualificati come "non sostanziali" secondo il D.L. Semplificazioni 2021.

In tali aree viene attuata la semplificazione autorizzativa dei progetti di energie rinnovabili, prevedendo pure l'espressione obbligatoria ma non vincolante di Sovrintendenze e Ministero della Cultura per la valutazione di impatto ambientale.

### • **D.Lgs 210/2021 di recepimento della Direttiva 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica**

Lo scorso dicembre 2021 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 210/2021 di recepimento della Direttiva UE 2019/944 in materia di mercato interno dell'energia elettrica, nonché per l'adeguamento della normativa nazionale ai Regolamenti UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore energetico.

Tra le disposizioni di maggiore interesse si evidenziano il progetto di superamento del prezzo unico nazionale – PUN dell'elettricità e norme sullo sviluppo della capacità di accumulo.

In particolare, sono previste aste definite da Terna per l'approvvigionamento a lungo termine di capacità di accumulo. Il GME è incaricato di strutturare una Piattaforma centralizzata per l'allocazione di tale capacità.

- **Capacity Market Aste 2024 – disposizioni attuative**

Nel corso del 2021 sono stati pubblicati i provvedimenti per l'attuazione delle nuove aste per il Capacity Market (CM) italiano relativo agli anni di consegna 2024 e 2025.

L'ARERA ha pubblicato le delibere relative allo standard di adeguatezza del sistema elettrico e ai parametri economici per le aste.

Il Ministero della transizione ecologica ha poi pubblicato il decreto di approvazione della disciplina, incaricando Terna di avviare le procedure d'asta per il solo anno 2024. L'asta madre per il 2024 si è tenuta il 21 febbraio 2022; ERG si è aggiudicata 14 MW della capacità ad asta (Capacità Disponibile in Probabilità) relativa a due progetti di sistemi di accumulo elettrochimico per complessivi 22 MW nell'Area Centro-Sud e Sicilia, rispettivamente da 10 MW (6 MW in CDP) e 12 MW (8 MW in CDP), attualmente in fase autorizzativa.

Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è pari a 33,467 kEuro/MWCDP/anno, per una durata di 15 anni a partire dal 2024.

- **Capacity Market 2019 – Periodo di consegna 2022**

Lo scorso 1° gennaio 2022 è stato avviato il periodo di consegna concernente l'asta del Capacity Market tenutasi lo scorso 6 novembre 2019.

In tale occasione, il Gruppo ERG è risultato assegnatario di 340 MW di capacità riferita all'impianto CCGT di Priolo con prezzo di aggiudicazione di 33 kEuro/MWCDP/anno.

Nel mese di marzo 2022, ARERA ha approvato la delibera con cui modifica la metodologia di calcolo dello strike price, necessaria per via dell'eccezionale volatilità delle quotazioni del gas naturale e delle quote di CO<sub>2</sub>.

- **Disposizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete**

L'ARERA, ha definito le condizioni di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo e dai servizi ausiliari, a prescindere dalla configurazione impiantistica. La nuova regolazione sarà completata a partire dal 1° gennaio 2024. L'applicazione è su base volontaria, l'operatore a decorrere dal 1° ottobre 2022 dovrà scegliere se aderire alla nuova regolazione.

- **Approvazione della disciplina sugli sbilanciamenti**

L'ARERA, con Delibera 523/2021, ha approvato la disciplina degli sbilanciamenti in attuazione del quadro regolatorio europeo. La riforma entra in vigore dal 1°

aprile 2022.

Tra le decisioni di maggior rilievo, le aree di prezzo di sbilanciamento restano per ora coincidenti con la zona di mercato, rimandando più avanti la determinazione di zone "dinamiche".

Viene stabilito un corrispettivo di non arbitraggio macro-zonale per le unità abilitate (UAB), per neutralizzare gli eventuali comportamenti opportunistici, come pure un corrispettivo per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

- **Introduzione di una nuova sessione di mercato preliminare a MGP**

Con la Delibera 517/2021 ARERA ha approvato la proposta di Terna di inserire una nuova sessione di mercato, preliminare al Mercato del Giorno Prima, avente ad oggetto lo scambio di riserva terziaria di sostituzione. Tutti gli Utenti del Dispacciamento abilitati a partecipare al MSD devono presentare – ogni giorno dell'anno – offerte per questa sessione di mercato.

In caso di partecipazione al Capacity Market, le quantità offerte concorrono a coprire l'obbligo di offerta sul mercato.

- **Scambio dati tra TSO-DSO-Utenti significativi della rete**

Con la Delibera 540/2021/R/eel ARERA ha stabilito la regolazione di riferimento per lo scambio dati tra Terna-DSO-*Significant Grid Users* finalizzata a garantire una maggiore osservabilità della generazione su rete MT, tipicamente fotovoltaica.

- **Decreto "sostegni-ter" contenente misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico**

Lo scorso 27 gennaio è stato pubblicato il Decreto Legge n. 4/2022 che introduce tra l'altro misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

Uno specifico articolo, poi sostituito da un'analoga disposizione contenuta nel successivo Decreto n. 13/2022 "Anti-frodi", prevede che a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, sull'energia elettrica prodotta da alcuni impianti a fonti rinnovabili, sia applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia.

Tale meccanismo si applica esclusivamente alle produzioni fotovoltaiche incentivate fino al quarto Conto Energia, nonché a tutte le produzioni non incentivate degli impianti FER (solare, idroelettrico, geotermia ed eolico), purché entrati in esercizio in data antecedente al 1.1.2010. Tali produzioni restano escluse dal campo di applicazione della norma qualora siano oggetto di contratti di vendita dell'energia conclusi prima del

27 gennaio 2022, a prezzo fisso, non dipendente dalle fluttuazioni di mercato e nella misura in cui il prezzo non sia superiore del 10% rispetto ai prezzi di riferimento indicati in una tabella allegata al decreto.

- **ARERA Delibera 266/2022**

Lo scorso giugno ARERA ha pubblicato la Delibera che definisce le modalità operative per l'adempimento al meccanismo di compensazione previsto dal Decreto "Sostegni-ter".

In sintesi, entro il 10 agosto 2022, i produttori interessati alla misura forniscono al GSE le informazioni richieste; entro ottobre 2022 avviene la prima regolazione delle partite economiche da parte del GSE relative al periodo febbraio-agosto.

Entro la fine del 2022, in presenza di contratti di fornitura, i produttori trasmettono il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica.

La regolazione a conguaglio delle partite economiche viene effettuata entro maggio 2023 sulla base dei dati a consuntivo.

- **Decreto "Energia" contenente ulteriori misure di contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale e per lo sviluppo delle energie rinnovabili e relativa legge di conversione**

Lo scorso 1° marzo è stato pubblicato il Decreto Legge n. 17/2022, anch'esso dedicato al contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale. Il Decreto è stato poi convertito in legge con Legge n. 34/2022.

Alcune delle misure previste sono volte a favorire l'accelerazione dello sviluppo delle energie rinnovabili, intervenendo sulla semplificazione, anche procedurale, dell'installazione di tali impianti.

Viene ampliata la definizione delle "aree idonee" in attesa dell'emanazione delle leggi regionali che dovranno individuarle, mentre sono incrementate le soglie per considerare il repowering degli impianti eolici come "modifica non sostanziale".

- **Decreto Legge "Ucraina-bis" o "Taglia prezzi" e relativa legge di conversione - Decreto Legge "Aiuti" e relative leggi di conversione**

Lo scorso 20 maggio è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge di conversione del Decreto Legge n. 21/2022 (detto "Ucraina-bis" o "Taglia Prezzi"), in merito alle "Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina".

La legge contiene la disposizione sul "**Contributo straordinario contro il caro bollette**", modificata poi da un ulteriore Decreto Legge – n. 50/2022 – convertito dalla Legge n. 91 del 15 luglio 2022 relativo alle politiche energetiche nazionali e crisi ucraina (detto "Aiuti").

Nella sua versione definitiva, la disposizione prevede,

per ogni società di un gruppo industriale attivo nel settore energetico, una tassazione aggiuntiva dei profitti basata sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive del periodo dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto al saldo dell'analogo periodo precedente.

Il valore dell'aliquota applicata, inizialmente del 10%, è stato incrementato al 25% e si applica qualora il suddetto incremento sia superiore a Euro 5.000.000. Il contributo non è dovuto se l'incremento è inferiore al 10%.

La legge contiene pure alcune **disposizioni a favore dello sviluppo delle energie rinnovabili**.

Tra gli interventi sottoposti a dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA), per gli impianti eolici è inclusa la sostituzione del rotore qualora l'aumento della dimensione delle pale sia contenuto entro il 20%.

Per gli impianti fotovoltaici a terra, invece sono soggetti a DILA gli interventi che, pur prevedendo la sostituzione di moduli e altri componenti anche con modifica del layout dell'impianto, comportino una variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 50%.

Viene inoltre elevata a 20 MW la soglia oltre cui effettuare il procedimento di valutazione di impatto ambientale (VIA) e quello di screening VIA per alcune tipologie di progetti fotovoltaici.

Per quanto riguarda le Aree "idonee", la Presidenza del Consiglio dei Ministri esercita il potere sostitutivo in caso di mancata adozione della Legge regionale, ovvero di non ottemperanza ai criteri nazionali di individuazione.

Vengono considerate temporaneamente idonee le aree che (i) non includono beni sottoposti a tutela dal Ministero della Cultura e (ii) non ricadono della "fascia di rispetto" di tali beni.

La Direzione Generale del Ministero della Cultura deve stabilire criteri uniformi e oggettivi di valutazione dei progetti rinnovabili.

Durante le riunioni della Commissione Tecnica PNRR PNIEC il Ministero della Cultura partecipa ai lavori ma senza diritto di voto.

ARERA ha pubblicato sul proprio sito la Delibera 21 giugno 2022, 266/2022/R/eel contenente le disposizioni di dettaglio in ottemperanza all'articolo 15-bis del Decreto Legge 27 gennaio 2022, n. 4.

- **GME: Bachecca PPA**

A decorrere dal 26 aprile 2022 è stata avviata la Bachecca sui PPA predisposta dal GME in ottemperanza alle disposizioni di cui al Decreto Legislativo n. 199/2021 (art. 28). La piattaforma è stata predisposta con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula dei contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo

termine, nonché di consentire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei predetti contratti conclusi dagli operatori.

## GERMANIA

### • EEG 2021

La EEG, entrata in vigore nel 2021, delinea il percorso di crescita delle diverse tecnologie rinnovabili fino al 2028 e stabilisce la neutralità climatica entro il 2050.

Dal 2021, il prezzo base per le aste fotovoltaiche per gli impianti non integrati è pari a 59 Euro/MWh. Dal 2022, è pari alla media delle offerte più alte delle ultime tre aste maggiorata dell'8%.

Per l'eolico onshore la base d'asta è aumentata dal 2022 del 2% all'anno, mentre il limite di capacità per gli impianti a terra che partecipano alle aste fotovoltaiche sale da 10 a 20 MW.

Per l'anno 2022 il contingente eolico onshore è stato incrementato da 2,9 GW a 4 GW; il contingente fotovoltaico passa da 1,9 GW a quasi 6 GW, di cui 3.600 MW impianti a terra e 2.300 MW impianti *roof-top*. È inoltre previsto un meccanismo di aggiustamento del contingente per garantire competitività nelle aste.

### • Riforma EEG 2023

Ad inizio luglio il Governo federale tedesco ha approvato la riforma EEG che entrerà in vigore il 1° gennaio 2023.

Vengono aumentati i target per le installazioni rinnovabili al 2030, stabilendo una capacità pari a 215 GW per gli impianti solari, 115 GW wind onshore e 30 GW wind offshore. L'aumento del target per l'eolico comporta un aumento del volume messo ad asta annualmente. Per il 2023 il contingente sarà di 12,8 GW, e dal 2024 al 2028 di 10 GW. La riforma prevede anche la possibilità di aumentare la tariffa a base d'asta fino al 10% in caso di un significativo aumento dei costi di fornitura delle turbine eoliche.

## UK

### • Provvedimenti per la mitigazione dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del gas

Il 14 gennaio 2022 è stata approvata da Ofgem, l'Autorità inglese per l'energia, l'introduzione di un cap pari a 20£/MWh sui costi di bilanciamento del sistema, applicato dal 17 gennaio al 31 marzo 2022 e gli eventuali costi eccedenti sono spostati in avanti all'anno 2022/23 fino a un massimo di 200 M£. Nel caso in cui si raggiunga il massimo di 200 M£ prima della fine del periodo di applicazione della misura, quest'ultima cesserà di essere applicata in anticipo.

### • Isola d'Irlanda: decisione sulle limitazioni di rete

Con la decisione SEM 22-009, il Regolatore dell'Isola

D'Irlanda, SEM Committee, ha stabilito che le limitazioni di rete (*curtailments*) saranno oggetto di remunerazione a decorrere dal 2024/2025 solo per gli impianti che abbiano una connessione confermata dal TSO (*firm connection*). In caso di connessione provvisoria (*non-firm connection*) al momento non è prevista alcuna remunerazione.

## FRANCIA

### • Elezioni presidenziali 2022

Nell'aprile 2022 Emmanuel Macron è stato rieletto al secondo turno Presidente della Repubblica francese, dopo il ballottaggio con la candidata di destra Marine Le Pen, con votazioni caratterizzate da un livello di astensionismo di quasi un terzo della popolazione.

Secondo il Presidente, l'ambiente resterà al centro del suo progetto politico e di governo.

### • Legge Clima e Resilienza

Lo scorso 24 agosto è stata pubblicata la Legge "Clima e Resilienza".

Tra le principali disposizioni riguardanti anche i settori eolico onshore e solare fotovoltaico si registra la regionalizzazione degli obiettivi sulle energie rinnovabili, da definire con apposito decreto.

Con altro apposito decreto viene istituita una commissione regionale per l'energia, responsabile dell'elaborazione delle proposte di regionalizzazione e del monitoraggio.

Per il settore fotovoltaico, viene esteso l'obbligo per alcuni edifici di integrare sistemi di produzione di energia rinnovabile o di piantumazione su una superficie di almeno il 30% della copertura.

### • Ammissione alle aste di impianti rinnovabili su terreni agricoli

Lo scorso maggio la CRE ha pubblicato le nuove specifiche per l'asta RES, applicabili dal 3° periodo d'asta (ottobre 2022). È ora prevista la possibilità, sotto alcune condizioni, di partecipazione alle aste di impianti rinnovabili installati su aree agricole incolte da oltre 5 anni o adibite ad allevamento/pastorizia.

Per ciascun periodo d'asta, il contingente dedicato a tale fattispecie è limitato a 250 MW, da non intendersi come volume riservato.

Durante l'esercizio dell'impianto deve essere redatto un rapporto di monitoraggio agricolo da realizzare ogni 5 anni da parte di un'organizzazione scientifica o tecnica indipendente rispetto all'operatore.

### • Sviluppo storage

Lo scorso maggio è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale francese il Decreto n. 2022-788 in materia di sviluppo delle capacità di accumulo di energia elettri-

ca tramite aste a lungo termine. Questo nuovo sistema, il cui obiettivo è quello di coprire le esigenze di flessibilità invernale, dovrà essere implementato dal TSO francese (RTE).

- **Provvedimenti per la mitigazione dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del gas**

Il 19 gennaio 2022 la CRE ha approvato la delibera sulla determinazione delle tariffe regolamentate di vendita dell'energia contenente tutte le misure temporanee volte a mitigare l'impatto dell'aumento dei prezzi dell'energia sulle bollette elettriche del 2022. Tali misure riguardano in estrema sintesi la forte riduzione dell'imposta nazionale sul consumo finale di energia elettrica (TICFE), la possibilità per il governo francese di limitare l'incremento delle tariffe di vendita dell'energia al 4% per tutto il 2022, l'obbligo per EDF di aumentare di 20 TWh il volume di energia nucleare venduto a prezzo ridotto, portandolo da 100 a 120 TWh nel 2022.

## ROMANIA

- **Provvedimenti per la mitigazione dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del gas**

Per la mitigazione degli effetti legati all'incremento del prezzo dell'energia sono stati pubblicati emendamenti temporanei all'Ordinanza 118/2021 che disciplina il mercato dell'energia elettrica. Per il periodo 1° novembre 2021-31 marzo 2022, sono cancellati in bolletta i "Certificati verdi" pagati sui primi 200 MWh di elettricità consumata ogni mese e viene applicata una nuova tassa sui produttori di energia dell'80% sui ricavi eccedenti una soglia prestabilita (450 LEI/MWh). Tale sovrattassa non riguarda i produttori di elettricità da combustibile fossile.

A marzo 2022 il governo ha emanato una nuova ordinanza di emergenza relativa a ulteriori misure contro l'escalation dei prezzi del gas e dell'elettricità. Nella sua versione finale, è prevista l'estensione fino al 31 marzo 2023 dell'imposta all'80% applicata sul net profit oltre i 450 lei/MWh e l'introduzione di un limite di 1 leu/kWh tasse incluse al prezzo dell'energia elettrica fornita nel periodo 01.11.2021-31.03.2023.

- **Recepimento della direttiva europea 2019/944 per il mercato interno dell'energia elettrica**

Con l'ordinanza di emergenza n. 143/2021 (GEO 143) il governo ha approvato a fine 2021 una serie di emendamenti alla Legge n. 123/2012 dell'elettricità e gas naturale, che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2022. In particolare, (i) viene introdotta la possibilità di stipulare contratti di fornitura a lungo termine (PPA) al di fuori del mercato centralizzato OPCOM, (ii) è prevista la parziale abolizione dell'obbligo, in capo ai produttori privati di energia elettrica di vendita di energia

su OPCOM e (iii) viene introdotta la possibilità per altri mercati, piattaforme di mercato e broker di offrire i loro servizi sul mercato rumeno.

## BULGARIA

- **Introduzione di modifiche inerenti il mercato del bilanciamento**

Con decisione N° L4-44 del 30 dicembre 2021 l'Autorità bulgara per l'energia (EWRC) ha fissato alcuni limiti per la conclusione di operazioni sul mercato dell'energia di bilanciamento in vigore dal 1° gennaio 2022.

Ha inoltre introdotto un emendamento al Regolamento per lo Scambio di Energia Elettrica, volto ad eliminare la possibilità, per i gruppi di bilanciamento, di effettuare il computo degli sbilanciamenti sulla base dell'intero portafoglio.

## SPAGNA

- **Decreto su Meccanismi di contenimento del costo dell'elettricità**

Lo scorso maggio è stato pubblicato sulla Gazzetta ufficiale spagnola il Real Decreto n. 10/2022 con cui viene istituito meccanismo temporaneo di adeguamento dei costi di produzione elettrica per ridurre il prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso.

Il provvedimento è entrato in vigore il 15 giugno, dopo l'approvazione da parte della Commissione europea ed è applicato fino al 31 maggio 2023.

Gli impianti coinvolti nel provvedimento sono i cicli combinati gas, i termoelettrici a carbone e gli impianti di cogenerazione.

La misura prevede la definizione di un prezzo nozionale da attribuire al gas naturale utilizzato per generazione di elettricità, limitato a 40 Euro/MWh fino a novembre 2022 e poi crescente da dicembre 2022 fino a raggiungere un massimo di 70 Euro/MWh a maggio 2023.

I produttori termoelettrici saranno quindi rimborsati della differenza rispetto al prezzo del gas effettivamente pagato; la copertura finanziaria avverrà attraverso la condivisione dei costi con i consumatori e l'incremento delle rendite di congestione rispetto all'anno precedente.

- **Altre misure per il contrasto al caro-energia e lo sviluppo delle energie rinnovabili**

Già dalla fine del 2021 il Governo spagnolo aveva adottato altre misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia dovuti alla crisi russo ucraina.

Tra i principali dispositivi sui mercati dell'energia elettrica e del gas si rilevano la sospensione dell'imposta sulla generazione del 7% estesa fino al 31 dicembre 2022, un aggiornamento del sistema di incentivazione per gli impianti rinnovabili, con la possibilità di uscire dal meccanismo per vendere energia attraverso con-

tratti bilaterali. Viene pure prorogato a fine dicembre 2022 il provvedimento sugli extra profitti adottato nel 2021, applicandolo anche ai nuovi contratti bilaterali e a quelli esistenti rinegoziati in caso di superamento della soglia di 67 Euro/MWh.

Per quanto riguarda la transizione energetica, vengono approvate diverse misure, tra le quali un nuovo procedimento autorizzativo rapido esteso sino al 31 dicembre 2024 per impianti eolici fino a 75 MW e per impianti fotovoltaici fino a 150 MW su zone a basso impatto ambientale e con connessione entro i 15 km.

## RISULTATI PER PAESE

Anno 2021 <sup>(1)</sup>	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021 <sup>(1)</sup>	
	<b>RICAVI ADJUSTED</b>			
390	<b>Italia</b>	183	169	14
200	<b>Estero</b>	191	84	107
78	Francia	50	39	12
48	Germania	46	20	26
-	UK	21	-	21
-	Spagna	12	-	12
74	Est Europa	61	25	36
49	<b>Corporate</b>	17	25	(8)
(38)	Ricavi infrasettori	(16)	(18)	3
601	<b>Totale ricavi adjusted</b>	374	259	115
	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>			
308	<b>Italia</b>	149	138	11
116	<b>Estero</b>	140	52	88
45	Francia	30	24	6
28	Germania	34	12	22
(2)	UK	17	(1)	18
-	Spagna	11	-	11
	Sweden		-	0
45	Est Europa	48	17	31
(25)	<b>Corporate</b>	(12)	(12)	0
399	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	277	178	99
	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED</b>			
(124)	<b>Italia</b>	(58)	(63)	6
(74)	<b>Estero</b>	(48)	(33)	(14)
(37)	Francia	(23)	(16)	(7)
(22)	Germania	(14)	(10)	(4)
(0)	UK	(2)	-	(2)
-	Spagna	(2)	-	(2)
	Sweden	-	-	0
(15)	Est Europa	(7)	(7)	0
(4)	<b>Corporate</b>	(2)	(2)	(1)
(201)	<b>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</b>	(107)	(98)	(9)

(1) I valori 2021 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

Anno 2021 <sup>(1)</sup>	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021 <sup>(1)</sup>	
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED</b>				
<b>184</b>	<b>Italia</b>	<b>92</b>	<b>75</b>	<b>16</b>
<b>43</b>	<b>Eestero</b>	<b>93</b>	<b>19</b>	<b>74</b>
8	Francia	7	8	(1)
6	Germania	21	2	19
(2)	UK	16	(1)	17
-	Spagna	9	-	9
	Sweden		-	0
31	Est Europa	41	10	31
<b>(29)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(14)</b>	<b>(14)</b>	<b>(0)</b>
<b>198</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>170</b>	<b>80</b>	<b>90</b>
<b>INVESTIMENTI <sup>(2)</sup></b>				
<b>16</b>	<b>Italia</b>	<b>51</b>	<b>9</b>	<b>42</b>
<b>597</b>	<b>Eestero</b>	<b>165</b>	<b>292</b>	<b>(114)</b>
221	Francia	9	151	(142)
151	Germania	0	0	0
123	UK	22	72	(50)
-	Spagna	96	-	96
57	Sweden	26	44	(18)
47	Est Europa	13	25	(12)
<b>3</b>	<b>Corporate</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>617</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>218</b>	<b>301</b>	<b>(84)</b>

(1) I valori 2021 sono riesposti in applicazione del principio contabile IFRS 5 riclassificando i contributi dei business termoelettrico ed idroelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

(2) Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.

## ITALIA

Il Gruppo ERG opera in Italia attraverso le proprie società titolari di parchi eolici e solari. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico o solare sono influenzati dalle caratteristiche anemologiche o dall'irraggiamento del sito nel quale è localizzato il parco stesso, dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili, dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia e dalle politiche interne di copertura del portafoglio.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.093 MW nell'eolico e 141 MW nel solare.

Anno	2021	1° Semestre		Δ
		2022	2021	
<b>Risultati Operativi</b>				
<b>1.234</b>	<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>1.234</b>	<b>1.234</b>	-
1.093	<b>Eolico</b>	1.093	1.093	-
141	<b>Solare</b>	141	141	-
<b>2.295</b>	<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>1.252</b>	<b>1.184</b>	<b>67</b>
2.078	<b>Eolico</b>	1.129	1.070	60
216	<b>Solare</b>	122	115	8
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
22%	<b>Eolico</b>	24%	23%	1%
17%	<b>Solare</b>	20%	19%	1%
<b>483</b>	<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>143</b>	<b>143</b>	<b>0</b>
149	<b>Eolico</b>	124	123	0
335	<b>Solare</b>	327	326	1

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo semestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 1.252 GWh, di cui 1.129 GWh da fonte eolica e 122 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (1.184 GWh di cui 1.070 da fonte eolica e 115 GWh da fonte solare), per effetto sia della maggiore ventosità (+6%) che dal miglior irraggiamento (+7%).

Anno	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021	
<b>2021</b>				
<b>Risultati economici</b>				
<b>390</b>	<b>Ricavi adjusted</b>	<b>183</b>	<b>169</b>	<b>14</b>
317	<b>Eolico</b>	142	131	11
73	<b>Solare</b>	40	38	3
<b>308</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>149</b>	<b>138</b>	<b>11</b>
243	<b>Eolico</b>	113	105	8
65	<b>Solare</b>	36	34	3
<b>(124)</b>	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(58)</b>	<b>(63)</b>	<b>6</b>
(83)	<b>Eolico</b>	(37)	(43)	5
(41)	<b>Solare</b>	(20)	(20)	0
<b>184</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>92</b>	<b>75</b>	<b>16</b>
160	<b>Eolico</b>	76	62	14
24	<b>Solare</b>	16	13	3
<b>18</b>	<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	<b>51</b>	<b>9</b>	<b>42</b>
16	<b>Eolico</b>	46	8	38
1	<b>Solare</b>	5	1	4
<b>78%</b>	<b>Ebitda Margin % <sup>(1)</sup></b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>0%</b>
77%	<b>Eolico</b>	79%	80%	-1%
86%	<b>Solare</b>	90%	89%	1%

(1) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2022** risultano in aumento grazie alle maggiori produzioni eoliche e fotovoltaiche in Italia, mentre i maggiori prezzi di mercato sono più che compensati dalle coperture effettuate in linea con le risk policy di Gruppo e da un minor valore unitario dell'incentivo GRIN (da 109,4 a 42,9 Euro/MWh).

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex "Certificati verdi") e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 124 Euro/MWh sostanzialmente allo stesso livello del 2021 (123 Euro/MWh nel primo semestre 2021).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 327 Euro/MWh (326 Euro/MWh del primo semestre 2021).

Il **margine operativo lordo adjusted** in Italia del primo semestre 2022 è pari a 149 milioni, in incremento rispetto al primo semestre 2021 (138 milioni), per le stesse motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al primo semestre 2021 proforma per il raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2022 (51 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di costruzione dell'impianto di Roccapalumba (47 MW) e alle attività di Repowering (193 MW) sugli impianti di Camporeale, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare proseguono le attività di revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre".

### Eolico

- **ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi**

A gennaio 2022 ARERA ha pubblicato la Delibera n. 26/2022 per la determinazione del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per il 2021, pari a 125,06 Euro/MWh, ai fini del calcolo dell'incentivo sostitutivo dei "Certificati verdi". L'incentivo per il 2022 si riduce pertanto a 42,85 Euro/MWh, rispetto ai 109,36 Euro/MWh dell'anno precedente.

- **Aste eolico onshore – fotovoltaico (Gruppo A): pubblicazione delle graduatorie dell'ottava sessione d'asta**

A maggio 2022 il GSE ha pubblicato la graduatoria dell'ottavo bando delle aste FER ai sensi del D.M. 4 luglio 2019, indette per allocare la potenza non assegnata nelle aste precedenti e fino ad esaurimento del contingente, come previsto dal D.Lgs n. 199/2021.

La capacità partecipante è stata nettamente inferiore rispetto al contingente disponibile, con prevalenza di impianti fotovoltaici (87% della capacità aggiudicata).

A fronte di un contingente disponibile per le aste del Gruppo A (eolico più fotovoltaico) di 2.338 MW, la capacità aggiudicata si è fermata a 307 MW – suddivisa in 32 progetti fotovoltaici e 3 eolici – con un residuo non utilizzato dell'87%.

Visto l'ampio contingente residuo non aggiudicato, l'apertura della nona gara è avvenuta il 31 maggio con un contingente riservato alle aste del Gruppo A di circa 1.905 MW non assegnati nei precedenti bandi, e un prezzo base d'asta fissato a 66,5 Euro/MWh. L'esito dell'asta sarà pubblicato dal GSE entro la fine di settembre 2022.

- **Consiglio dei Ministri 10 marzo 2022 - Sblocco VIA. impianti FER e successivi provvedimenti**

Lo scorso 10 marzo il Consiglio dei ministri del governo italiano ha esercitato il potere sostitutivo previsto dalla legge, deliberando l'approvazione ai fini della Valutazione di impatto ambientale (VIA) di progetti di impianti rinnovabili per complessivi 418 MW.

Tra i progetti coinvolti è presente il repowering del parco eolico ERG "Nulvi - Ploaghe" (Sassari) da 121,5 MW. Il Decreto di approvazione VIA del repowering ERG è stato successivamente pubblicato a maggio 2022, per poi venire impugnato a fine giugno dalla Regione Sardegna.

### Solare

- **Linee guida per Agrivoltaico**

A giugno 2022 il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici". Attraverso il documento, il Ministero chiarisce quali siano le caratteristiche e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico e in quali circostanze sia possibile accedere agli incentivi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Per quest'ultima fattispecie, il MiTE ha avviato una consultazione pubblica sulla misura per la concessione dei benefici previsti dallo specifico capitolo per lo "Sviluppo Agrivoltaico" previsto dal PNRR, finalizzato ad incentivare con contributi a fondo perduto fino al 40% la realizzazione di impianti agrivoltaici.

## ESTERO

ERG opera all'estero nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

ERG è uno dei primi dieci operatori nel settore eolico in Europa con una presenza significativa e crescente (1.149 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), Polonia (107 MW), UK (70 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 170 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia con 9 impianti acquisiti tra giugno e ottobre 2021, e 92 MW in Spagna con 2 impianti acquisiti nel mese di gennaio.

Rispetto al primo semestre 2021, la capacità installata risulta incrementata di 366 MW.

### Francia

Anno 2021		1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
<b>581</b>	<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>600</b>	<b>476</b>	<b>124</b>
502	<b>Eolico</b>	522	455	67
79	<b>Solare</b>	79	22	57
<b>889</b>	<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>547</b>	<b>435</b>	<b>112</b>
865	<b>Eolico</b>	496	435	61
24	<b>Solare</b>	51	0	51
	<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>			
23%	<b>Eolico</b>	23%	25%	-2%
11%	<b>Solare</b>	15%		n.a.
<b>89</b>	<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>92</b>	<b>89</b>	<b>3</b>
88	<b>Eolico</b>	92	89	3
90	<b>Solare</b>	98		n.a.

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo semestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 547 GWh, di cui 496 GWh da fonte eolica e 51 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (435 GWh) per effetto perimetro (+158 GWh) derivante dall'acquisizione degli impianti eolici e solari consolidati tra giugno e ottobre 2021 e dall'entrata in esercizio di due parchi sviluppati internamente per complessivi 182 MW. Tale effetto perimetro risulta in parte compensato dalla minore ventosità riscontrata nel periodo.

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021	
<b>Risultati economici</b>				
78	Ricavi adjusted	50	39	12
76	Eolico	45	39	7
2	Solare	5	0	5
45	Margine operativo lordo adjusted	30	24	6
44	Eolico	27	24	3
1	Solare	3	0	3
(37)	Ammortamenti e svalutazioni	(23)	(16)	(7)
(36)	Eolico	(21)	(16)	(5)
(1)	Solare	(2)	0	(2)
8	Risultato operativo netto adjusted	7	8	(1)
8	Eolico	6	8	(2)
(0)	Solare	1	0	1
8	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	9	151	(142)
8	Eolico	9	128	(119)
(0)	Solare	0	23	(23)
29%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	59%	62%	-3%
58%	Eolico	59%	62%	-3%
2%	Solare	57%	0%	57%

(1) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I ricavi registrati nel **primo semestre 2022** risultano in aumento per effetto della variazione di perimetro di cui sopra, in parte compensati dalle minori produzioni riscontrate.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 92 Euro/MWh risultano in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2021 (89 Euro/MWh) grazie agli impianti a mercato a seguito dell'uscita dal periodo di incentivazione, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 98 Euro/MWh

Il **margine operativo lordo adjusted** in Francia del **primo semestre 2022** è pari a 30 milioni, in incremento rispetto al primo semestre 2021 (24 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi. Effetto perimetro nel primo semestre pari a 9 milioni.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al primo semestre 2021 proforma per il contributo dei parchi eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2022 (9 milioni)** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di un nuovo parco eolico entrato in esercizio nel mese di giugno (20 MW).

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre".

## Eolico

- **Modifica della disciplina delle aste eoliche onshore relative al periodo 2021-2026**

Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio, nell'agosto 2021 la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste eoliche onshore per il periodo 2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 per oltre 9 GW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CfD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) invariato a 70 Euro/MWh. Il criterio di formazione delle graduatorie non è più basato unicamente sullo sconto offerto ma anche sulla partecipazione o meno locale al progetto (*Financement collectif o Gouvernance partagé*). Sono ammessi alle aste progetti di rinnovamento di impianti eolici ove vengano rispettate alcune condizioni sull'avvio dei lavori e sui componenti utilizzati. È stata anche introdotta una clausola sull'impronta carbonica lungo il ciclo di vita della turbina.

La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata a novembre 2021 con un contingente di 700 MW (che poteva essere incrementato fino a 925 MW in caso di adesioni eccedenti tali contingente). Anche in queste procedure è previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

- **Pubblicazione esito nona asta eolico onshore 2021**

A febbraio 2022 il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato l'esito della nona asta per l'eolico onshore. A fronte di un contingente di 700 MW, sono stati aggiudicati progetti per una capacità complessiva di 510 MW. Tra questi è compreso il progetto ERG "Moulin du Bois" per un prezzo aggiudicato di 65 Euro/MWh.

- **Eolico - nuove disposizioni per FIP 2017**

A fine aprile 2022 sono state pubblicate nuove disposizioni che introducono condizioni specifiche e più stringenti per l'accesso al FIP 2017 per i nuovi progetti eolici onshore.

Dal 1° luglio 2022 il FIP 2017 sarà riservato ai nuovi impianti eolici con un numero massimo di n. 6 turbine di capacità nominale non superiore a 3 MW ciascuna, a condizione che (i) l'altezza massima sia limitata a 137 m a causa di vincoli imposti dall'aviazione civile o militare, ovvero dalla presenza di radar oppure (ii) siano realizzati tramite investimenti partecipativi rivolti alle comunità locali.

Tali condizioni devono essere soddisfatte per tutta la

durata della convenzione.

L'impianto può essere dotato di un sistema di accumulo o di un'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici o ibridi plug in. In tal caso, né l'accumulo né la ricarica possono beneficiare del regime di sostegno.

- **Decreto su aree terrestri e marine a "maggiore protezione"**

Ad aprile 2022 è stato pubblicato il Decreto 2022 527 che determina le condizioni per il riconoscimento di aree a «maggiore protezione» (ZPF) per le zone terrestri e marine in cui lo sviluppo dei progetti eolici e solari fotovoltaici potrebbe essere impedito.

Il riconoscimento di ZPF è automatico per un certo numero di aree terrestri e marittime, quali parchi e riserve nazionali, zone di protezione, riserve biologiche. Negli altri casi, la qualifica di ZPF è definita caso per caso sulla base di criteri oggettivi, attraverso una procedura coordinata a livello regionale e con decisione dei ministri competenti.

L'elenco delle aree riconosciute ZPF sarà aggiornato periodicamente per monitorare il raggiungimento degli obiettivi della Strategia nazionale per le aree protette.

## Solare

- **Modifica della disciplina delle aste FV relative al periodo 2021-2026**

Dopo l'approvazione della Commissione Europea a fine luglio 2021, il 6 agosto dello stesso anno la Commissione di Regolazione dell'Energia ha pubblicato la nuova disciplina delle aste FV per il periodo 2021-2026. Sono previste 10 sessioni d'asta a partire da novembre 2021 fino al 2026 di oltre 9 GW complessivi, per l'assegnazione di un contratto CfD a due vie di durata ventennale, con prezzo di base (cap) a 90 Euro/MWh per tutte le tipologie di impianto FV a terra. La prima sessione d'asta secondo le nuove procedure è stata fissata a dicembre 2021 con un contingente di 700 MW, che può essere incrementato fino a 925 MW in caso di progetti partecipanti eccedenti tali contingenti. Anche in queste procedure è previsto un meccanismo di modulazione del contingente per favorire la competitività dei prezzi aggiudicati nel caso in cui le adesioni non saturino il totale disponibile.

A fine marzo 2022 la CRE ha introdotto ulteriori modifiche alla procedura di asta fotovoltaica, riguardanti la definizione delle date per la seconda e terza sessione d'asta 2022, l'introduzione di ulteriore capacità riservata a progetti inferiori a 5 MW e soprattutto la riduzione del cap price a partire dalla terza sessione (ottobre 2022) da 90 Euro/MWh a 85 Euro/MWh.

## Germania – Eolico

Anno 2021		1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
327	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	327	272	55
428	Produzioni (GWh)	321	208	112
0	Load Factor % <sup>(2)</sup>	23%	18%	5%
112	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	143	97	46

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco)

Nel **primo semestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 321 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (208 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo e del perimetro derivante dall'acquisizione degli impianti eolici consolidati a ottobre 2021 (+63 GWh) oltre che per maggiori prezzi catturati a seguito dei prezzi di mercato superiori alle tariffe incentivare.

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati economici</b>			
48	Ricavi adjusted	46	20	26
28	Margine operativo lordo adjusted	34	12	22
(22)	Ammortamenti e svalutazioni	(14)	(10)	(4)
6	Risultato operativo netto adjusted	21	2	19
151	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
59%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	75%	60%	15%

(1) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2022** risultano in aumento rispetto all'analogo periodo 2021, per le già citate migliori condizioni anemologiche, l'aumento dei prezzi di cessione dell'energia e il perimetro derivante dai parchi acquisiti nel 2021.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 143 Euro/MWh risultano fortemente in rialzo rispetto al primo trimestre 2021 (97 Euro/MWh), in quanto la tariffa fissa di vendita, una volta superata, consente di catturare il prezzo di mercato.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Germania del **primo semestre 2022** è pari a 34 milioni, in sensibile incremento rispetto al primo trimestre 2021 (12 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in aumento rispetto al primo semestre 2022 a seguito del contributo dei parchi eolici acquisiti nel corso del secondo semestre 2021.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2022** ammontano ad un importo non significativo.

## UK – Eolico

Anno		1° Semestre		Δ
		2022	2021	
2021				
	<b>Risultati Operativi</b>			
70	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	70	-	70
-	Produzioni (GWh)	115	-	115
n.a.	Load Factor % <sup>(2)</sup>	38%	n.a.	n.a.
n.a.	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	183	n.a.	n.a.

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo trimestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in UK risulta pari a 115 GWh e si riferisce agli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio a fine 2021 (70 MW).

Anno		1° Semestre		Δ
		2022	2021	
2021	(milioni di Euro)			
	<b>Risultati economici</b>			
-	Ricavi adjusted	21	-	21
(2)	Margine operativo lordo adjusted	17	(1)	18
(0)	Ammortamenti e svalutazioni	(2)	-	(2)
(2)	Risultato operativo netto adjusted	16	(1)	17
179	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	22	72	(50)
n.a.	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	83%	n.a.	n.a.

(1) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2022** risultano pari a 21 milioni, con ricavi netti unitari che si attestano a 183 Euro/MWh, in quanto la prima fase di applicazione del contratto PPA, che è stato stipulato nel 2021, prevede una valorizzazione allineata ai prezzi di mercato.

Il **margine operativo lordo adjusted** in UK del primo semestre 2022 si attesta a 17 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2022** si riferiscono alle attività di costruzione dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW previsti in entrata in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo “Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre”.

- **CfD**

Lo scorso 22 maggio il Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) del Governo britannico ha pubblicato il budget finale di spesa per il quarto ciclo di aste CfD (AR4) – la disciplina definitiva era stata già pubblicata a novembre 2021. Per il raggruppamento delle tecnologie consolidate (Pot 1) – che include anche eolico onshore, solare e idroelettrico – il budget di spesa è pari a 10 milioni di sterline/anno (dal 2023/24 al 2026/27) in valori reali 2012, per una capa-

rità target complessiva di 5 GW e una massima capacità di assegnazione per eolico onshore e fotovoltaico pari a 3,5 GW per ogni fonte (fermo restando il tetto massimo complessivo di capacità di 5 GW).

A febbraio 2022 il BEIS ha annunciato che le aste governative per le energie rinnovabili inclusi eolico sia offshore che onshore e fotovoltaico saranno programmate con cadenza annuale anziché biennale, a partire da marzo 2023, mese di apertura della relativa asta.

## Spagna- Solare

Anno 2021		1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
-	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	92	-	92
-	Produzioni (GWh)	87	-	87
-	Load Factor % <sup>(2)</sup>	22%	-	22%
-	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	142	-	142

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco).

Nel **primo semestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 87 GWh e si riferisce agli impianti solari acquisiti a gennaio 2022 (92 MW).

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati economici</b>			
-	Ricavi adjusted	12	-	12
-	Margine operativo lordo adjusted	11	-	11
-	Ammortamenti e svalutazioni	(2)	-	(2)
-	Risultato operativo netto adjusted	9	-	9
-	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	96	-	96
-	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	86%	-	86%

(1) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2022** risultano pari a 12 milioni, con ricavi netti unitari che si attestano a 142 Euro/MWh in quanto la produzione risulta essere esposta, di fatto, ai prezzi di mercato.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Spagna del primo semestre 2022 si attesta a 11 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2022** si riferiscono all'acquisizione dei due parchi solari avvenuta a gennaio.

## East Europe – Eolico

Anno 2021		1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati Operativi</b>			
206	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	231	206	25
546	Produzioni (GWh)	334	282	52
28%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	37%	31%	6%
25	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	163	81	82

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

(2) Produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco)

Nel **primo semestre 2022** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 334 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2021 (282 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche riscontrate. Si segnala l'entrata in esercizio a giugno di un parco eolico sviluppato internamente in Polonia (24,5 MW) i cui risultati si apprezzeranno a partire dal terzo trimestre.

Anno 2021	(milioni di Euro)	1° Semestre		Δ
		2022	2021	
	<b>Risultati economici</b>			
74	Ricavi adjusted	61	25	36
45	Margine operativo lordo adjusted	48	17	31
(15)	Ammortamenti e svalutazioni	(7)	(7)	0
31	Risultato operativo netto adjusted	41	10	31
47	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	13	25	(12)
62%	Ebitda Margin % (1)	78%	68%	11%

(1) Rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica.

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2022** risultano in aumento rispetto all'analogo periodo 2021, per le già citate migliori condizioni anemologiche e per l'aumento dei prezzi di cessione dell'energia.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 163 Euro/MWh in rialzo rispetto al primo trimestre 2021 (81 Euro/MWh), in quanto la maggior parte della capacità installata risulta incentivata con un sistema a certificato che si somma al prezzo di mercato dell'energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** in East Europe del primo semestre 2022 è pari a 48 milioni, in incremento rispetto al primo trimestre 2021 (17 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

### Investimenti

Gli investimenti del **primo semestre 2022** si riferiscono alle attività di costruzione di due parchi eolici in Polonia per circa 61 MW, di cui 24,5 entrati in esercizio nel mese di luglio ed i restanti in entrata in esercizio nel corso dell'anno.

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda anche il capitolo "Aggiornamenti normativi ed istituzionali di rilievo nel semestre".

## Polonia

### • Estensione aste FER al 2027

Lo scorso gennaio 2022 la Commissione europea ha approvato la proroga fino al 31 dicembre 2027 del programma di aste FER della Polonia.

A luglio 2022 il Consiglio dei ministri polacco ha presentato uno schema di regolamento, attualmente in consultazione, relativo alla quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili da assegnare tramite aste negli anni 2022-2027.

Per gli impianti onshore di capacità superiore a 1MW la stima del Governo è di 3.000 MW complessivi per l'eolico e 4500 MW per il fotovoltaico.

## Romania

### • Definizione della quota d'obbligo per l'acquisto dei CV per il 2022

Con l'ordinanza 131/2021 l'Autorità per l'energia ANRE ha definito la quota d'obbligo 2022, pari a 0,5014313 CV/MWh.

### • Approvazione della nuova modalità di settlement degli sbilanciamenti

Attraverso la Risoluzione n. 63/2020 l'ANRE ha approvato il programma per l'implementazione del passaggio del periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti da 1 ora a 15 minuti. L'implementazione della misura è decorsa dal 1° febbraio 2021.

### • Asta PNRR

A fine marzo 2022 il Ministero dell'Energia ha aperto un bando unico, sotto forma di gara competitiva per la realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili.

È previsto lo stanziamento di un budget dai fondi del PNRR pari a 458 MEuro (di cui 75 MEuro destinati a impianti di capacità inferiore a 1MW e 383 MEuro per impianti di taglia superiore) per finanziare i costi di investimento per nuova capacità eolica e solare, con o senza sistemi di accumulo. Non sono ammessi al

bando progetti di repowering o ampliamenti di impianti esistenti.

I progetti dovranno entrare in esercizio entro il 30/06/2024, mentre è previsto un importo massimo concesso per fonte, con un limite massimo di 15 MEuro per ogni azienda e per ogni progetto.

## Bulgaria

### • Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2022 – 30 giugno 2023

A luglio 2022 sono state aggiornate le stime dei prezzi dell'energia a cui far riferimento per il calcolo dell'incentivo.

La componente incentivo è calcolata come differenza tra la tariffa di riferimento per il singolo impianto e la stima del prezzo di mercato *baseload* (*Forecasted Market Price for Wind Producers - FMP*) aggiustato sul profilo eolico nazionale. Per il periodo regolatorio 1° luglio 2022 – 30 giugno 2023, l'Autorità nazionale bulgara ha stimato un valore dei prezzi di mercato FMP pari a 440,21 BGN/MWh, portando conseguentemente a zero la componente incentivo.

L'Autorità si riserva il diritto di rivedere l'FMP ogni sei mesi in caso di variazione significativa dei prezzi di mercato.

### • Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022

Il 30 giugno 2021, per il periodo regolatorio 1° luglio 2021 – 30 giugno 2022, l'Autorità nazionale bulgara aveva disposto un innalzamento dei valori dei prezzi di mercato FMP di oltre il 35% che si è tradotto in una riduzione del valore dell'incentivo per gli impianti eolici onshore del Gruppo ERG di quasi il 30%. Alla luce dell'incremento dei prezzi dell'energia (che si discostavano di oltre la soglia del 15% rispetto alla stima di giugno), l'Autorità bulgara ha deciso di rideterminare la stima del prezzo di mercato FMP con la decisione N°LJ-2 del 1° gennaio 2022, azzerando così il valore dell'incentivo per i restanti 6 mesi dell'anno (periodo gennaio – giugno 2022).

## PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

### CONTO ECONOMICO

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, che i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9 e degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16.

I dati 2022 e 2021 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento all'accordo per la cessione del business termoelettrico, firmato in data 9 febbraio 2022 e della finalizzazione della cessione del business idroelettrico, avvenuta in data 3 gennaio 2022, riclassificando pertanto alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" per il 2022 il risultato del business Termo, oggetto di cessione, e per il 2021 anche il risultato del business Hydro, oltreché il già citato business Termo.

Si ricorda infine che il presente documento riflette gli impatti economici del consolidamento delle società spagnole acquisite nel corso dell'esercizio a partire dal 1° gennaio 2022;

Per la definizione degli indicatori, la composizione degli schemi e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

(milioni di Euro)	Reported			Adjusted			
	2022	2021 Proforma	Δ	2022	2021 Proforma	Δ	
Ricavi	1	374	259	115	374	259	115
Altri proventi	2	6	2	4	6	2	4
<b>Ricavi Totali</b>		<b>380</b>	<b>261</b>	<b>119</b>	<b>380</b>	<b>261</b>	<b>119</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(5)	(2)	(3)	(5)	(2)	(3)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(76)	(61)	(16)	(74)	(59)	(14)
Costi del lavoro		(24)	(22)	3	(24)	(22)	3
<b>Margine Operativo Lordo</b>		<b>275</b>	<b>177</b>	<b>98</b>	<b>277</b>	<b>178</b>	<b>99</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(117)	(100)	(17)	(107)	(98)	(9)
<b>Risultato operativo netto</b>		<b>158</b>	<b>77</b>	<b>81</b>	<b>170</b>	<b>80</b>	<b>89</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(19)	(21)	1	(12)	(15)	3
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0)	0	(0)	0	0	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>138</b>	<b>56</b>	<b>82</b>	<b>158</b>	<b>65</b>	<b>93</b>
Imposte sul reddito	7	(66)	(11)	(55)	(35)	(12)	(23)
<b>Risultato netto attività continue</b>		<b>72</b>	<b>46</b>	<b>27</b>	<b>122</b>	<b>53</b>	<b>70</b>
Risultato netto attività cedute	8	334	47	287	14	47	(33)
<b>Risultato netto di periodo</b>		<b>407</b>	<b>93</b>	<b>314</b>	<b>136</b>	<b>100</b>	<b>36</b>
Risultato di azionisti terzi		(2)	(1)	(1)	(2)	(1)	(1)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>405</b>	<b>92</b>	<b>312</b>	<b>135</b>	<b>100</b>	<b>35</b>

## 1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, e a clienti tramite contratti bilaterali. In particolare, l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC) e i Power Purchase Agreements (PPA), contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati, al momento attivi nell'eolico in Italia, Francia e Regno Unito.
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione e degli impianti solari.

I **ricavi reported del primo semestre 2022** sono pari a 374 milioni in significativo aumento rispetto ai 259 milioni del primo semestre 2021 proforma principalmente per effetto dei nuovi parchi acquisiti in Spagna e del contributo dei parchi eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre 2021 in Francia e Germania, oltreché del contributo dei nuovi parchi entrati in operatività nel Regno Unito ed in Francia a fine 2021, delle maggiori produzioni a seguito delle migliori condizioni anemologiche registrate nel periodo, in parte compensati dal decremento del valore unitario dell'incentivo in Italia (da 109,4 a 42,9 Euro/MWh).

Relativamente alla voce Ricavi, non si segnalano componenti reddituali significative aventi natura non usuale (*special items*).

## 2 - Altri proventi

Gli altri proventi comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio. La voce include inoltre il parziale rilascio del fondo rischi di natura fiscale in materia di imposte locali (3 milioni) in considerazione di vari pronunciamenti favorevoli in alcuni contenziosi giudiziari.

## 3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per acquisti di materie prime e ricambi.

## 4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, i costi per convenzioni con enti locali, per consulenze, i costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori nel primo semestre 2022 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 3 milioni;
- l'impatto relativo all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania pari a circa 5 milioni.

Gli oneri per canoni di locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 6 milioni sono classificati nella presente voce del Conto Economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16" consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

## 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici ed agli impianti solari. L'incremento del periodo è legato principalmente al contributo apportato dai neoacquisiti asset solari acquisiti nel primo trimestre ed al pieno contributo degli asset eolici e solari acquisiti in Francia e Germania nel corso del secondo semestre 2021, parzialmente compensati dal raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Si precisa che i valori del primo semestre 2022 non includono:

- la svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering ottenute nel trimestre pari a 7 milioni;
- gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16, come già commentato alla voce 4.

## 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del primo semestre 2022 sono stati pari a 12 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al primo semestre 2021 proforma (15 milioni), grazie all'effetto delle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2021.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo semestre 2022 si è attestato all'1,4% rispetto al 1,8% del primo semestre 2021 proforma a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità è minore di quello del primo semestre 2021 a causa del peggioramento dei tassi di interesse nel periodo di riferimento.

La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Si precisa infine che i valori non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di *liability management*:

- oneri finanziari (-3 milioni) relativi al rimborso di tre Corporate Loans avvenuto nel mese di gennaio 2022;
- oneri finanziari (-2 milioni), legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-2 milioni), come già commentato alla voce 4.

## 7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 66 milioni, in sensibile aumento rispetto agli 11 milioni del primo semestre 2021 proforma principalmente per effetto di un imponibile superiore per i risultati del periodo e l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 36 milioni (escludendo l'impatto sul business termoelettrico di 4 milioni, rilevato alla voce Risultato netto attività destinate ad essere cedute).

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 35 milioni, in sensibile aumento rispetto a 12 milioni del primo semestre 2021 proforma principalmente per effetto di un imponibile superiore per i già commentati risultati del periodo. Si precisa che la voce non include l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 36 milioni. Tale imposta è stata isolata come *special item*.

Il tax rate adjusted del primo trimestre 2022, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 22% (19% nel primo trimestre 2021 proforma).

## 8 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute

Il risultato netto delle attività destinate ad essere cedute reported comprende per il primo semestre 2022 il risultato della società ERG Power S.r.l.<sup>15</sup> e la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni). Tale importo è stato isolato come *special item*. Per il primo semestre 2021 la voce comprende anche il risultato della società ERG Hydro S.r.l. (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.) secondo quanto previsto dal principio IFRS 5.

Il risultato netto delle attività destinate ad essere cedute adjusted comprende per il primo semestre 2022 il risultato della società ERG Power S.r.l., pari a 14 milioni; tale importo, rispetto ai dati reported, non include l'impatto derivante dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 4 milioni.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

Lo Stato Patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della Relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance. Di seguito sono indicati sia i valori *reported* che i valori *adjusted*. I valori *adjusted* al 30 giugno 2022 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 142 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 138 milioni.

Si ricorda che, in applicazione dell'IFRS 5 il contributo patrimoniale del business termoelettrico è riclassificato alla voce Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute.

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Adjusted 30/06/2021	Reported 30/06/2021	(milioni di Euro)	Adjusted		Reported		
			30/06/2022	31/12/2021	30/06/2022	31/12/2021	
3.437	3.549	Capitale immobilizzato	1	2.873	3.624	3.011	3.089
101	101	Capitale circolante operativo netto	2	48	177	48	97
(5)	(5)	Fondi per benefici ai dipendenti		(3)	(5)	(3)	(4)
333	332	Altre attività	3	356	434	355	434
(466)	(466)	Altre passività	4	(619)	(623)	(619)	(549)
<b>3.400</b>	<b>3.510</b>	<b>Capitale investito netto attività continue</b>		<b>2.655</b>	<b>3.608</b>	<b>2.793</b>	<b>3.066</b>
-	-	<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>		<b>293</b>	-	<b>293</b>	<b>683</b>
<b>3.400</b>	<b>3.510</b>	<b>Capitale investito netto</b>		<b>2.948</b>	<b>3.608</b>	<b>3.086</b>	<b>3.749</b>
1.699	1.696	Patrimonio netto di Gruppo		1.929	1.547	1.925	1.559
9	9	Patrimonio netto di terzi	5	10	10	10	10
1.692	1.804	Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	1.019	2.051	1.160	2.250
-	-	Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	(9)	-	(9)	(69)
<b>3.400</b>	<b>3.510</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>		<b>2.948</b>	<b>3.608</b>	<b>3.086</b>	<b>3.749</b>

15 Il risultato del business termoelettrico compreso nelle "Attività destinate ad essere cedute" reported è pari a 10 milioni nel primo semestre 2022. Come richiesto dall'IFRS 5 non sono stati contabilizzati gli ammortamenti di Power a partire dalla data di classificazione come attività destinate ad essere cedute (1° febbraio 2022), per un importo pari a 9 milioni (netto imposte).

## 1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2021</b>	<b>995</b>	<b>2.048</b>	<b>45</b>	<b>3.089</b>
Investimenti	2	121	0	122
Variazioni area di consolidamento	28	72	-	100
Disinvestimenti e altre variazioni	6	0	7	14
Ammortamenti e Svalutazioni	(29)	(85)	-	(113)
Riclassifica IFRS 5	(1)	(193)	(19)	(213)
Variazione IFRS 16	-	12	-	12
<b>Capitale immobilizzato al 30/06/2022</b>	<b>1.002</b>	<b>1.976</b>	<b>33</b>	<b>3.011</b>
Rettifica impatto IFRS 5	-	-	-	0
Rettifica impatto IFRS 16	-	(139)	-	(139)
<b>Capitale immobilizzato adjusted al 30/06/2022</b>	<b>1.002</b>	<b>1.837</b>	<b>33</b>	<b>2.873</b>

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di impianti fotovoltaici in Spagna, consolidati integralmente a partire dal primo trimestre 2022.

La riga "Disinvestimenti e altre variazioni" include gli effetti del deconsolidamento della Società Erg Hydro (ora "Enel Appennino Centrale"), ceduta in data 3 gennaio 2022, oltreché le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi di *main component* e riclassifiche.

## 2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica, la manutenzione degli impianti eolici ed altri debiti commerciali su investimenti per lo sviluppo dei parchi eolici.

## 3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, da crediti verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso.

## 4 - Altre passività

Sono relative principalmente all'effetto negativo del fair value degli strumenti derivati di copertura sull'energia elettrica dovute all'andamento del prezzo delle commodities, alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente autorizzazioni, concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri.

## 5 - Patrimonio Netto di terzi

Le minorities sono relative alla partecipazione non totalitaria (78,5%) in Andromeda PV S.r.l., acquisita nel 2019.

## 6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento *adjusted* non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 142 milioni (129 milioni al 31 dicembre 2021).

### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

Adjusted 30/06/2021	Reported 30/06/2021	(milioni di Euro)	Adjusted		Reported	
			30/06/2022	31/12/2021	30/06/2022	31/12/2021
2.076	2.181	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.800	2.073	1.936	2.196
(384)	(377)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(781)	(22)	(775)	53
<b>1.692</b>	<b>1.804</b>	<b>Totale indebitamento attività continue</b>	<b>1.019</b>	<b>2.051</b>	<b>1.160</b>	<b>2.250</b>
-	-	<b>Totale indebitamento Discontinued Operations</b>	<b>(9)</b>	<b>0</b>	<b>(9)</b>	<b>(69)</b>
<b>1.692</b>	<b>1.804</b>	<b>Totale</b>	<b>1.009</b>	<b>2.051</b>	<b>1.151</b>	<b>2.181</b>

Si riporta nella tabella seguente l'indebitamento finanziario a medio-lungo termine del Gruppo ERG:

### INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2021	(milioni di Euro)	30/06/2022	31/12/2021
508	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	0	249
0	Quota corrente finanziamenti bancari	-	0
1.131	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.606	1.614
<b>1.639</b>	<b>Totale</b>	<b>1.606</b>	<b>1.863</b>
494	Project Financing	225	237
(57)	Quota corrente Project Financing	(31)	(27)
<b>437</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>194</b>	<b>210</b>
-	<b>Crediti finanziari a lungo termine</b>	-	
<b>106</b>	<b>Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)</b>	<b>136</b>	<b>123</b>
<b>2.181</b>	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue</b>	<b>1.936</b>	<b>2.196</b>
<b>0</b>	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Discontinued Operations</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(106)	Rettifica impatto IFRS 16	(136)	(123)
<b>2.076</b>	<b>Totale indebitamento finanziario adjusted</b>	<b>1.800</b>	<b>2.073</b>

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine", pari a 1.606 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:

- passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari rispettivamente di importo pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso) e 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso) e 500 milioni (della durata di 10 anni a tasso fisso), emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (8 milioni);
- passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (14 milioni).

I debiti per “**Project Financing**” pari a 225 milioni di Euro al 30 giugno 2022 sono relativi a:

- finanziamenti per 102 milioni di Euro relativi alla società Andromeda PV S.r.l.;
- finanziamenti per 129 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici, rilevati complessivamente al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (3 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

L'**indebitamento finanziario netto a breve** è così costituito:

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/06/2021	(milioni di Euro)	30/06/2022	31/12/2021
187	Finanziamenti bancari a breve termine	321	1.305
-	Quota corrente finanziamenti bancari	-	-
53	Altri debiti finanziari a breve termine	96	67
<b>240</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>417</b>	<b>1.372</b>
(593)	Disponibilità liquide	(750)	(811)
(28)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(424)	(491)
<b>(620)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(1.174)</b>	<b>(1.302)</b>
57	Project Financing a breve termine	31	27
(61)	Disponibilità liquide	(56)	(50)
<b>(4)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(24)</b>	<b>(23)</b>
7	Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	6	6
<b>(377)</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue</b>	<b>(775)</b>	<b>53</b>
(7)	<b>Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations</b>	<b>(9)</b>	<b>(69)</b>
(6)	<b>Rettifica impatto IFRS 16</b>	<b>(6)</b>	<b>(6)</b>
<b>(384)</b>	<b>Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine</b>	<b>(791)</b>	<b>(22)</b>

(1) Include l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 5 relativamente alle disponibilità liquide del business termoelettrico.

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono:

- le posizioni a breve termine riferite a linee di finanziamento a breve termine.
- un *corporate loan* bilaterale con UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesasanpaolo) (100 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016, il cui rimborso è previsto nel primo trimestre 2023.
- un *Environmental, Social e Governance senior loan* (“ESG Loans”) con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016 e rifinanziato nel quarto trimestre 2021 (prima *corporate loan bilaterale*).

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,5 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (2 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

**Gli altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i debiti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura (86 milioni) e ratei per interessi passivi su Bond e Corporate Loan (8 milioni).

**Le attività finanziarie a breve termine** includono impieghi a breve di liquidità per circa 250 milioni, depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" circa 126 milioni e le attività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 44 milioni.

## Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *adjusted* al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo. L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

(milioni di Euro)	1° Semestre	
	2022	2021
Margine operativo lordo adjusted	277	281
Variazione capitale circolante	44	(6)
<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>322</b>	<b>275</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(122)	(123)
Acquisizioni di assets e business combination	(96)	(188)
Incasso cessione ERG Hydro	1.265	
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	-
Disinvestimenti e altre variazioni	(7)	7
<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>1.041</b>	<b>(304)</b>
Proventi (oneri) finanziari	(12)	(16)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(3)	(2)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	-	0
<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(15)</b>	<b>(17)</b>
<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(46)</b>	<b>(25)</b>
Distribuzione dividendi	(136)	(113)
Altri movimenti di patrimonio netto	(47)	(68)
<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(183)</b>	<b>(181)</b>
<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>(69)</b>	-
<b>Cash Flow Termo</b>	<b>(16)</b>	-
<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>2.051</b>	<b>1.439</b>
<i>Variazione netta</i>	<i>(1.033)</i>	<i>252</i>
<b>Indebitamento adjusted "Attività continue"</b>	<b>1.019</b>	<b>1.692</b>
<i>(+ PFN Termo)</i>	<i>(9)</i>	-
<b>Indebitamento adjusted totale</b>	<b>1.009</b>	<b>1.692</b>

(1) Si precisa che il flusso di cassa relativo al 2021 è rappresentato tenendo conto dei flussi di cassa delle attività destinate ad essere cedute.

Il **Cash Flow operativo** del **primo semestre 2022** è positivo per 322 milioni, in diminuzione di 47 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2021 principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo semestre 2022** include l'incasso avvenuto a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (1.265 milioni), l'attività di M&A ed in particolare l'acquisizione di impianti fotovoltaici operativi in Spagna (96 milioni), oltreché gli investimenti del periodo (122 milioni) finalizzati allo sviluppo dei parchi eolici in Regno Unito, Polonia, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di Repowering e Reblading in Italia.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari sostenuti nell'ambito delle attività di Liability Management.

Il **Cash flow da Gestione Fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette avvenute nell'esercizio. La voce include inoltre l'acconto del contributo straordinario derivante dall'art.37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a circa 14 milioni.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati, alla riserva di traduzione cambi, oltreché dei dividendi distribuiti.

# INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

## Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai Principi Contabili Internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "Risultati adjusted".

Poiché la composizione di tali indicatori non è regolamentata dai Principi Contabili di riferimento, la metodologia di determinazione di tali misure applicata dal Gruppo potrebbe non essere omogenea con quella adottata da altri operatori e pertanto non pienamente comparabile.

Di seguito sono indicate le definizioni degli IAP utilizzati dal Gruppo nonché una riconciliazione con le voci degli schemi di Bilancio adottati:

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato

Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;

- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".
- Il **Risultato netto attività continue adjusted** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.

- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;

- le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
- i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere

### IFRS 16

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del Principio ha modificato la rappresentazione a Conto Economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nel primo semestre 2022:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 6 milioni;
- l'incremento (circa 142 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 138 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (3 milioni) e maggiori oneri finanziari (2 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità dei business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico adjusted, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del margine operativo lordo adjusted a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto adjusted ed il capitale investito netto adjusted sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

## Riconciliazione con i risultati economici adjusted

## MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2021	(milioni di Euro)	Note	1° Semestre	
			2022	2021
397	<b>Margine operativo lordo Attività continue</b>		275	177
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
(9)	- Riclassifica IFRS 16	1	(6)	(4)
	<b>Italia</b>			
7	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	3	3
3	- Storno indennità di cessazione carica CEO	3	-	3
2	- Storno accantonamento fondo Business dismessi	4	0	-
	<b>East Europe</b>			
-	- Storno Windfall Tax Romania	5	5	-
399	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		277	178

## AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2021	(milioni di Euro)	Note	1° Semestre	
			2022	2021
(228)	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		(117)	(100)
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
5	- Riclassifica IFRS 16	1	3	2
22	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	6	7	-
(201)	<b>Ammortamenti adjusted</b>		(107)	(98)

## RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2021	(milioni di Euro)	Note	1° Semestre	
			2022	2021
86	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo</b>		72	46
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
6	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	3	3
2	Esclusione indennità di cessazione carica CEO	3	-	2
1	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	4	0	-
-	Esclusione impatto WindFall Tax Romania e contributo 25% Extraprofiti	5-7	40	-
16	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	6	5	-
14	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	8	2	1
	Esclusione imposta sostitutiva Solar Italy	9	(1)	-
2	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	10	1	1
127	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted</b>		122	53

- 1 Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
- 2 Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel primo trimestre 2022 relative a parchi solari operativi in Spagna, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
- 3 Indennità di cessazione carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.
- 4 Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- 5 Impatto applicazione normativa "Windfall Tax" nella società Corni Eolian S.A. in Romania.
- 6 Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di un parco eolico in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering.
- 7 Esclusione del contributo straordinario previsto dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 per circa 36 milioni per il perimetro Attività continue.
- 8 Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
- 9 Storno beneficio imposta sostitutiva Erg Solar Holding.
- 10 Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo trimestre 2022 di oneri finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

## Riconciliazione valori adjusted proforma 1° semestre 2021

**CONTO ECONOMICO ADJUSTED**

(milioni di Euro)	1° Semestre 2021	ERG Hydro	Erg Power	1° Semestre 2021 Proforma
Ricavi	526	(100)	(167)	259
Altri ricavi	3	(1)	(0)	2
<b>Ricavi totali</b>	<b>529</b>	<b>(101)</b>	<b>(167)</b>	<b>261</b>
Costi per acquisti	(134)	1	131	(2)
Variazioni delle rimanenze	1	(0)	(1)	0
Costi per servizi e altri costi operativi	(80)	10	10	(59)
Costi del lavoro	(34)	6	7	(22)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>281</b>	<b>(84)</b>	<b>(19)</b>	<b>178</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(135)	22	15	(98)
<b>Risultato operativo</b>	<b>147</b>	<b>(62)</b>	<b>(5)</b>	<b>80</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	(0)	0	(15)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	0	0	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>131</b>	<b>(62)</b>	<b>(4)</b>	<b>65</b>
Imposte sul reddito	(31)	18	1	(12)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>100</b>	<b>(44)</b>	<b>(4)</b>	<b>53</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	0	44	4	47
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>Risultato di azionisti terzi</b>	<b>(1)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(1)</b>
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi *adjusted* esposti e commentati nel presente documento:

**CONTO ECONOMICO 1° SEMESTRE 2022**

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto Economico adjusted
Ricavi	374	-	-	-	374
Altri proventi	6	-	-	(0)	6
<b>Ricavi totali</b>	<b>380</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0)</b>	<b>380</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(5)	-	-	-	(5)
Costi per servizi e altri costi operativi	(76)	(6)	-	8	(74)
Costi del lavoro	(24)	-	-	-	(24)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>275</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>277</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(117)	3	-	7	(107)
<b>Risultato operativo</b>	<b>158</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>170</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(19)	2	2	3	(12)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	-	0	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>138</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>18</b>	<b>158</b>
Imposte sul reddito	(66)	-	(0)	31	(35)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>72</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>49</b>	<b>122</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	334	-	-	(320)	14
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>407</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>(272)</b>	<b>136</b>
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	-	(2)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>405</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>(272)</b>	<b>135</b>

**STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 GIUGNO 2022**

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.002	-	1.002
Immobilizzazioni materiali	1.976	(139)	1.837
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	34	-	34
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.011</b>	<b>(139)</b>	<b>2.873</b>
Rimanenze	18	-	18
Crediti commerciali	158	-	158
Debiti commerciali	(128)	-	(128)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>48</b>	<b>-</b>	<b>48</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(3)	-	(3)
Altre attività	355	1	356
Altre passività	(619)	-	(619)
<b>Capitale investito netto attività continue</b>	<b>2.793</b>	<b>(138)</b>	<b>2.655</b>
<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>	<b>293</b>	<b>-</b>	<b>293</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.086</b>	<b>(138)</b>	<b>2.948</b>
Patrimonio netto Gruppo	1.925	4	1.929
Patrimonio netto di terzi	10	-	10
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.160	(142)	1.019
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(9)	-	(9)
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.086</b>	<b>(138)</b>	<b>2.948</b>

(Milioni di Euro)	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Fondi per benefici ai dipendenti	Altre attività	Altre passività	REPORTED		ADJUSTED		
							CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto	Rettifica IFRS 16	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Autorizzazioni e Concessioni	684	684					684		684		
Altre attività immateriali	12	12					12		12		
Avviamento	306	306					306		306		
Immobili, impianti e macchinari	1.837	1.837					1.837		1.837		
Attività per diritti di utilizzo	139	139					139	(139)	-		
Partecipazioni	2	2					2		2		
Attività finanziarie valutate al Fair Value	23	-					-	23	-	23	
Altre attività finanziarie non correnti	32	32					32	-	32	-	
Attività per imposte differite	117				117		117		117		
Altre attività non correnti	54				54		54		54		
<b>Attività non correnti</b>	<b>3.205</b>										
Rimanenze	18		18				18		18		
Crediti commerciali	158		158				158		158		
Altri crediti e attività correnti	100				100		100	1	101		
Attività per imposte correnti	83				83		83		83		
Attività finanziarie valutate al Fair Value	21				-		-	21	-	21	
Altre attività finanziarie correnti	380							380		380	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	815							815		815	
<b>Attività correnti</b>	<b>1.576</b>										
<b>Attività operative destinate ad essere cedute</b>	<b>424</b>										
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>5.205</b>										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.925							4			
Partecipazioni di terzi	10										
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>1.935</b>										
Benefici ai dipendenti	3			(3)			(3)		(3)		
Passività per imposte differite	116					(116)	(116)		(116)		
Fondo Business Dismissi	79					(79)	(79)		(79)		
Fondo oneri smantellamento	67					(67)	(67)		(67)		
Altri fondi non correnti	16					(16)	(16)		(16)		
Passività finanziarie valutate al Fair Value	104					-	-	104	-	104	
Passività finanziarie non correnti	1.800							1.800		1.800	
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	136							136	(136)	-	
Altre passività non correnti	31					(31)	(31)		(31)		
<b>Passività non correnti</b>	<b>2.351</b>										
Altri fondi correnti	48					(48)	(48)		(48)		
Debiti commerciali	128		(128)				(128)		(128)		
Passività finanziarie valutate al Fair Value	153					(68)	(68)	86	(68)	86	
Passività finanziarie correnti	372							372		372	
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	6							6	(6)	-	
Altre passività correnti	37		(0)			(37)	(37)		(37)		
Passività per imposte correnti	54					(54)	(54)		(54)		
<b>Passività correnti</b>	<b>797</b>										
<b>Passività operative destinate ad essere cedute</b>	<b>122</b>										
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>5.205</b>										
<b>Stato Patrimoniale riclassificato</b>		<b>3.011</b>	<b>48</b>	<b>(3)</b>	<b>355</b>	<b>(619)</b>	<b>2.793</b>	<b>1.160</b>		<b>2.655</b>	<b>1.019</b>

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

---

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 07/07/2022</a>	Polonia	Eolico	ERG annuncia la messa in esercizio del parco eolico di Piotrków, situato nella parte settentrionale della Polonia, per un totale di 24,5 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 07/07/2022</a>	Italia	Solare	ERG ha perfezionato l'acquisizione da ABN AMRO Sustainable Impact Fund PE B.V. del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 29/07/2022</a>	Italia	Eolico	ERG ha siglato un accordo con EDP Renewables Italia Holding S.r.l. per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di sette società proprietarie di altrettanti parchi eolici situati in Italia con una capacità installata pari a 172 MW. Tutti gli impianti beneficiano di un regime tariffario "CfD" (contratto per differenza) con il GSE della durata di 20 anni a partire dalla loro entrata in esercizio.

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

---

In un contesto di prezzi di mercato elevati per effetto della crisi energetica e dei rincari nei prezzi del gas naturale, si evidenzia che ERG, in linea con le migliori pratiche del settore e la propria consolidata politica di rischio, ha effettuato negli ultimi anni vendite a termine, principalmente attraverso contratti di fornitura di lungo termine a prezzo fisso (cosiddetti PPA) e contratti a termine anche mediante strumenti finanziari derivati, a prezzi considerevolmente inferiori rispetto a quelli attuali. Tali coperture, effettuate con una logica di portafoglio dall'Energy Management di Gruppo per mezzo di ERG Power Generation S.p.A., vengono gestionalmente allocate alle varie società di progetto, proprietarie delle Unità di Produzione (UP).

Il criterio allocativo delle coperture segue un meccanismo a cascata che, con la logica di mitigazione dei rischi connessi, ha il seguente ordine di priorità:

- 1) energia elettrica prodotta dalle UP che risultano essere prive di meccanismo di incentivazione e quindi interamente esposta al rischio di volatilità del prezzo di mercato;
- 2) energia elettrica prodotta dalle UP che sono oggetto di tariffe di tipo "Feed in Premium", ovvero meccanismi che prevedono un incentivo che si aggiunge al prezzo di mercato;
- 3) le eventuali coperture residue sono infine attribuite ai quantitativi di energia elettrica soggetti a meccanismi di incentivazione per differenza, quali le tariffe incentivanti ex certificati verdi (GRIN).

Non sono invece previste coperture per tutte le produzioni che risultano oggetto di meccanismi di incentivazione per differenza a due vie.

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2022:

### Italia

Il margine operativo lordo nel **Wind** è previsto in riduzione rispetto al 2021 a seguito del minor valore dell'incentivo, determinato per differenza tenendo conto della media dei prezzi dell'energia dell'esercizio 2021. Tale riduzione sarà in parte compensata dal consolidamento dell'acquisizione di 172 MW, già in esercizio, il cui contributo è previsto a partire dal quarto trimestre 2022.

Il margine operativo lordo del **Solare** è previsto in aumento prevalentemente a seguito della recente acquisizione di 34 MW e per la maggiore produzione riscontrata. In base ai criteri allocativi delle coperture di cui in premessa, si prevede che una larga maggioranza delle vendite in Italia a vario titolo esposte al rischio mercato vengano valorizzate a termine ad un prezzo medio di circa 65 Euro/MWh.

**Si stima per l'esercizio 2022 un Margine Operativo Lordo Wind & Solar leggermente in riduzione rispetto al 2021.**

## Estero

Il **marginale operativo lordo**, in un contesto di scenario prezzi di mercato in rialzo, è previsto in incremento rispetto al 2021 grazie al pieno contributo dei parchi Eolici e Solari acquisiti nel corso del 2021 in Francia e Germania ed a inizio 2022 in Spagna nonché degli sviluppi organici di due impianti in Nord Irlanda (70 MW) ed uno in Francia (7MW) entrati in esercizio a fine 2021, oltre che di nuovi impianti in Francia e Polonia, rispettivamente di 20MW e 24,5MW entrati in esercizio nel corso del semestre. I risultati inoltre rifletteranno l'apporto di nuovi impianti in UK (142 MW) e Polonia (36 MW) attesi in esercizio nel corso del 2022.

**Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar è pertanto atteso in significativo aumento rispetto al 2021.**

Per l'esercizio 2022 a livello di Gruppo si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra **485 e 515** milioni, in aumento rispetto al range precedente di 450 e 480 milioni. Il dato di riferimento del 2021 a parità di perimetro, è pari a **399** M€.

Gli investimenti risultano in un range compreso tra **900 e 1.000** milioni in aumento di circa 500 M€ rispetto al range precedente compreso tra **420 e 480** milioni (617 M€ nel 2021 a parità di perimetro wind & solar). Essi sono comprensivi delle acquisizioni effettuate durante l'anno e delle attività di costruzione legate sia al Repowering dei parchi italiani che ai progetti sviluppati internamente per complessivi 500 MW, di cui 250 previsti entrare in esercizio nel corso del 2022.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2022 è atteso nel range tra **1.400 e 1.500** milioni (2.051 milioni a fine 2021), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 0,90 Euro per azione, in incremento rispetto alla previsione di guidance precedente prevalentemente per effetto delle nuove acquisizioni previste nell'anno.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, si prevede la cessione degli assets entro il 2022: per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle discontinued operations.

Genova, 4 agosto 2022

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone





# Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

al 30 Giugno 2022

We are #SDGsContributors

## PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO <sup>(1)(2)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2022	1° semestre 2021
Ricavi	1	374.354	259.073
Altri proventi	2	5.985	2.043
Altri costi per acquisti	3	(4.833)	(1.685)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(76.193)	(60.680)
Costi del lavoro	5	(24.445)	(21.597)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>274.869</b>	<b>177.153</b>
Ammortamenti Attività Immateriali	20	(25.232)	(24.221)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	20	(85.565)	(76.385)
Ripristini (svalutazioni) di valore	20	(6.525)	257
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>157.547</b>	<b>76.805</b>
Proventi finanziari	36	92.640	39.921
Oneri finanziari	36	(111.842)	(60.450)
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>		<b>(19.202)</b>	<b>(20.529)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	23	0	62
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	23	(73)	(5)
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>		<b>(73)</b>	<b>56</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>138.272</b>	<b>56.332</b>
Imposte sul reddito	40	(66.034)	(10.773)
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO</b>		<b>72.238</b>	<b>45.560</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	44	334.431	47.476
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>406.669</b>	<b>93.035</b>
Risultato di azionisti terzi	29	1.834	682
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>		<b>404.835</b>	<b>92.353</b>

(Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021
Utile per azione attività operative base e diluito <sup>(3)</sup>	0,483	0,306
Utile di Gruppo per azione base e diluito <sup>(3)</sup>	2,707	0,619
Utile per azione attività destinate ad essere cedute <sup>(3)</sup>	2,236	0,318
Numero medio di azioni in circolazione	149.537.920	149.081.983

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

(2) I dati 2022 e 2021 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alla già avvenuta cessione degli asset idroelettrici e del Business Termoelettrico, in corso di cessione. Pertanto nella presente Relazione si è proceduto a riesporre i dati comparativi 2021 indicando alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" il contributo del business idroelettrico e termoelettrico in applicazione dell'IFRS 5. Si veda quanto indicato nella [Sezione VII Attività destinate ad essere cedute](#).

(3) Calcolato sulla base del numero medio di azioni in circolazione del periodo pari a 149.537.920.

# PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO <sup>(1)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2022	1° semestre 2021
<b>Risultato netto del periodo</b>		<b>406.669</b>	<b>93.035</b>
<b>Variazioni che non saranno riclassificate a Conto Economico</b>			
Variazione attuariale passività per benefici ai dipendenti		-	-
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale delle passività per benefici ai dipendenti		-	-
	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Variazioni che saranno riclassificate a Conto Economico</b>			
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		142.897	(67.281)
Imposte sul reddito riferite alla copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		(42.869)	20.184
	<b>28</b>	<b>100.028</b>	<b>(47.097)</b>
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		(7.306)	5.278
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		1.387	(1.002)
	<b>28</b>	<b>(5.919)</b>	<b>4.277</b>
<b>Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte</b>		<b>94.109</b>	<b>(42.820)</b>
<b>Risultato netto complessivo del periodo</b>		<b>500.778</b>	<b>50.215</b>
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		1.834	682
<b>Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo</b>		<b>498.944</b>	<b>49.533</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

# PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE – FINANZIARIA <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2022	31/12/2021
<b>ATTIVITÀ</b>			
Autorizzazioni e Concessioni	14	683.603	681.610
Altre attività immateriali	15	12.369	7.452
Avviamento	16	306.111	306.117
Immobili, impianti e macchinari	17	1.836.813	1.921.624
Attività per diritti di utilizzo	18	138.698	126.663
Partecipazioni:		1.543	12.113
- valutate con il metodo del patrimonio netto		-	11.232
- altre partecipazioni	22	1.543	881
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	22.623	984
Altre attività finanziarie non correnti	24	32.210	33.233
Attività per imposte differite	42	117.329	150.346
Altre attività non correnti	10	54.091	54.488
<b>Attività non correnti</b>		<b>3.205.389</b>	<b>3.294.632</b>
Rimanenze	7	17.630	32.301
Crediti commerciali	6	158.323	320.202
Altri crediti e attività correnti	9	100.479	124.955
Attività per imposte correnti	41	83.285	16.745
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	20.947	154.154
Altre attività finanziarie correnti	32	380.379	424.282
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	814.808	860.352
<b>Attività correnti</b>		<b>1.575.851</b>	<b>1.932.993</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	43	<b>423.751</b>	<b>776.220</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>5.204.992</b>	<b>6.003.844</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
Capitale Sociale	28	15.032	15.032
Altre Riserve	28	1.067.052	819.569
Utili/(Perdite) a nuovo	28	438.028	551.486
Utile dell'esercizio	28	404.835	172.897
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>		<b>1.924.947</b>	<b>1.558.983</b>
Partecipazioni di terzi	29	9.889	9.639
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>1.934.836</b>	<b>1.568.622</b>
<b>PASSIVITÀ</b>			
Benefici ai dipendenti	13	3.464	4.289
Passività per imposte differite	42	115.972	107.268
Fondo Business Dismissi	25	78.539	74.903
Fondo oneri smantellamento	19	66.534	60.908
Altri fondi non correnti	26	16.047	15.782
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	103.972	44.763
Passività finanziarie non correnti	33	1.799.761	2.064.088
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	135.885	122.663
Altre passività non correnti	12	31.169	31.484
<b>Passività non correnti</b>		<b>2.351.342</b>	<b>2.526.148</b>
Altri fondi correnti	26	47.803	51.809
Debiti commerciali	8	127.594	254.374
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	153.223	170.857
Passività finanziarie correnti	33	371.983	1.342.688
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	5.998	6.282
Altre passività correnti	11	36.675	39.477
Passività per imposte correnti	41	53.501	19.798
<b>Passività correnti</b>		<b>796.777</b>	<b>1.885.284</b>
<b>Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute</b>	43	<b>122.037</b>	<b>23.790</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>3.270.156</b>	<b>4.435.222</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>5.204.992</b>	<b>6.003.844</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

(2) I dati al 30 giugno 2022 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento all'accordo per la cessione del business termoelettrico; i dati al 31 dicembre 2021 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alla cessione degli asset idroelettrici avvenuta in data 3 gennaio 2022, già riflessi nel Bilancio 2021. Si veda quanto indicato nella [Sezione VII Attività destinate ad essere cedute](#).

# PROSPETTO DEI FLUSSI FINANZIARI <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2022	1° semestre 2021
<b>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA:</b>			
Risultato netto del periodo		406.669	45.559
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	20	117.322	100.347
- Incremento altri fondi	19-25-26	12.374	1.028
- Decremento altri fondi	19-25-26	(7.623)	(2.087)
- Proventi (oneri) da partecipazioni	23	73	(56)
- Variazione dei fondi relativi al personale	13	(183)	(120)
Oneri finanziari	36	19.206	20.529
Imposte sul reddito	40-41	66.034	10.773
Altre variazioni di elementi non monetari	28	(686)	5.907
		<b>613.185</b>	<b>181.880</b>
<b>- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:</b>			
- Variazione delle rimanenze	7	3.887	(172)
- Variazione dei crediti commerciali	6	89.581	24.635
- Variazione dei debiti commerciali	8	(65.531)	29.153
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	9-10-11-12	(30.060)	(53.062)
- Variazione fair value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	37-38	(97.365)	(85.709)
Pagamento imposte	40-41	(46.000)	(24.827)
		<b>(145.488)</b>	<b>(109.983)</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA IN ESERCIZIO (A)</b>		<b>467.697</b>	<b>71.897</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL' ATTIVITÀ OPERATIVA DESTINATA AD ESSERE CEDUTA</i>	43	18.241	98.508
<b>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA</b>		<b>485.938</b>	<b>170.405</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO:</b>			
Acquisizione di attività immateriali	14-15	(551)	(969)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	17	(120.632)	(112.384)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	24	(661)	-
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	14-15-16-18	(14.233)	(2.325)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	22	(146)	745
Incasso cessione ERG Hydro	44	1.093.438	-
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	24-31	(6.918)	8.326
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	31-32	43.903	42.961
Variazione Area di Consolidamento per business combination	45	(24.321)	(25.240)
Variazione Area di Consolidamento per acquisizione assets	45	-	(31.612)
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO IN ESERCIZIO (B)</b>		<b>969.880</b>	<b>(120.498)</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</i>	43	(34.741)	(9.767)
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO</b>		<b>935.139</b>	<b>(130.264)</b>
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO:</b>			
Emissione Green Bond	33	-	-
Rimborsi di finanziamenti non correnti	33	(260.000)	(23.421)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	33	(974.581)	(89.756)
Variazione delle altre passività finanziarie correnti	33	(82.827)	(13.919)
Interessi pagati	36	(14.416)	(16.679)
Chiusura anticipata finanziamenti	36	(2.900)	305.607
Dividendi corrisposti ad azionisti	28-29	(136.168)	(113.023)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	34	(2.280)	(2.200)
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO IN ESERCIZIO (C):</b>		<b>(1.473.171)</b>	<b>46.609</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</i>	43	6.550	(88.776)
<b>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO</b>		<b>(1.466.620)</b>	<b>(42.168)</b>
<b>FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C)</b>		<b>(45.543)</b>	<b>(1.992)</b>
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO</b>		<b>860.352</b>	<b>655.441</b>
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(45.543)	(1.992)
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO</b>		<b>814.808</b>	<b>653.449</b>

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

(2) I dati sono presentati al netto dei flussi generati dalle "Attività e passività destinate ad essere cedute". I flussi generati dalle "Attività e passività destinate ad essere cedute" sono indicati separatamente rispettivamente per i flussi finanziari derivanti dall'attività Operativa, di Investimento e di Finanziamento. I flussi delle "Attività in esercizio" sono ottenuti dalla sommatoria delle voci di cui sopra.

# PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO <sup>(1)</sup>

	Note	Capitale sociale	Cash Flow Hedge	Riserva di traduzione	Altre Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazione di terzi	Totale Patrimonio Netto
(migliaia di Euro)									
<b>SALDO AL 31/12/2020</b>		15.032	68.524	370	1.566.264	107.885	1.758.077	9.669	1.767.746
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	107.885	(107.885)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	-	-	1.170	-	1.170	-	1.170
Distribuzione dividendi e riserve		-	-	-	(112.153)	-	(112.153)	(870)	(113.023)
Acquisizioni di società di terzi		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	(598)	-	(598)	-	(598)
<i>Risultato netto di periodo</i>		-	-	-	-	92.353	92.353	682	93.035
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>		-	(47.097)	4.277	-	-	(42.820)	-	(42.820)
<b>Risultato netto complessivo</b>		-	(47.097)	4.277	-	92.353	49.533	682	50.215
<b>SALDO AL 30/06/2021</b>		15.032	21.427	4.647	1.562.568	92.353	1.696.031	9.481	1.705.510
<b>SALDO AL 31/12/2021</b>	29	15.032	(197.831)	4.608	1.564.275	172.897	1.558.983	9.639	1.568.622
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	172.897	(172.897)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	28	-	-	-	1.339	-	1.339	-	1.339
Distribuzione dividendi	28-29	-	-	-	(134.584)	-	(134.584)	(1.584)	(136.168)
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	-	-	265	-	265	-	265
<i>Risultato netto di periodo</i>	28-29	-	-	-	-	404.835	404.835	1.834	406.669
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>	28	-	100.028	(5.919)	-	-	94.109	-	94.109
<b>Risultato netto complessivo</b>		-	100.028	(5.919)	-	404.835	498.944	1.834	500.778
<b>SALDO AL 30/06/2022</b>	28	15.032	(97.802)	(1.312)	1.604.192	404.835	1.924.947	9.889	1.934.836

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

# NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

## I. INTRODUZIONE

ERG S.p.A. è l'entità che redige il Bilancio ed ha sede legale Genova in via De Marini 1 (Torre WTC).

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato 2022 comprende i bilanci della ERG S.p.A. e delle sue controllate (unitamente "ERG" o "il Gruppo ERG").

L'attività caratteristica del Gruppo ERG consiste nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare, principalmente in Italia, Francia e Germania.

La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 4 agosto 2022.

## CRITERI DI REDAZIONE

Il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, se non diversamente indicato, è espresso in migliaia di Euro (moneta funzionale della Capogruppo ERG S.p.A. e moneta di presentazione), ed è stato redatto in forma abbreviata conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 Bilanci intermedi.

In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio annuale, per le quali, pertanto, si rimanda al Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2021. Inoltre il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stato redatto:

- in conformità ai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea nonché in conformità ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del Decreto Legislativo n.38 del 28 febbraio 2005;
- nella prospettiva della continuità aziendale, e pertanto nel presupposto che il Gruppo sarà in grado di soddisfare le condizioni di rimborso obbligatorie delle linee di credito concesse dalle banche e delle emissioni obbligazionarie come indicato nella **Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari**.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto preferibile indicare tutti gli importi arrotondati alle migliaia di Euro; di conseguenza, in alcuni prospetti, gli importi totali possono leggermente discostarsi dalla somma degli importi che li compongono.

Il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è sottoposto a revisione contabile limitata secondo le modalità indicate dalla CONSOB nella Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997; i risultati di tale attività, svolta dalla società KPMG S.p.A saranno resi pubblici appena disponibili.

Per quanto riguarda la definizione e i criteri di rilevazione e misurazione delle voci del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato si rimanda al Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2021.

Le variazioni intervenute nell'applicazione dei Principi Contabili, laddove rilevanti, sono descritte nei successivi paragrafi.

## CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Il presente Bilancio è costituito:

- dagli **schemi primari**, con le seguenti caratteristiche:
  - il **Prospetto della Situazione patrimoniale finanziaria** consolidata presenta le attività e passività in base alla loro scadenza, separando le poste correnti e le poste non correnti. Le attività correnti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura;
  - il **Prospetto di Conto Economico** include un'analisi delle poste per natura, struttura ritenuta più rappresentativa rispetto alla presentazione per destinazione. La forma scelta è, infatti, conforme alle modalità di reporting interno e di gestione;
  - Il **Prospetto di Conto Economico complessivo** riporta principalmente le componenti di risultato sospese a patrimonio netto;
  - il **Prospetto dei Flussi Finanziari** è strutturato sulla base del metodo indiretto, con indicazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento.
  - il **Prospetto delle variazioni del patrimonio netto** è predisposto secondo le disposizioni dello IAS 1 ed evidenzia separatamente i flussi inerenti le componenti della riserva di altre componenti del risultato complessivo.
- dalle **Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato**.

Inoltre, come richiesto dalla Delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006, nella **Nota 46 – Poste non ricorrenti** sono stati indicati separatamente quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Sempre in applicazione della suddetta Delibera CONSOB, nella **Nota 47 – Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate, i quali non risultano essere peraltro significativi per il presente Bilancio.

### Asset Rotation

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale *Asset rotation* degli impianti Termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business.

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione dell'opportunità della potenziale cessione dell'impianto termoelettrico che, alla data del 31 dicembre 2021 (Reporting Date del Bilancio 2021) risultava ancora in corso di definizione. A tale data, inoltre, l'impianto termoelettrico non risultava ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

Nel corso del 2022 il management del Gruppo, ad esito degli approfondimenti eseguiti, ha avviato le trattative per la cessione dell'impianto termoelettrico, firmando in data 9 febbraio 2022 un accordo con Enel Produzione S.p.A per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Nel corso del semestre, il management ha dotato la ERG Power S.r.l. di risorse tali da rendere il business Thermo, di cui fa parte, disponibile nelle condizioni correnti per l'immediata vendita, attraverso un'operazione di conferimento di ramo d'azienda da ERG Power Generation S.p.A. a beneficio di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31.12.2021, è pari a 188 milioni di Euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del *business plan* e la valorizzazione alla data del closing del *mark to market* di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Il closing è previsto entro il terzo trimestre 2022.

Si ricorda infine che, in data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per **la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l.** in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021, a seguito dell'approvazione dell'Autorità Antitrust italiana ed il positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri. Il corrispettivo è stato pari a circa Euro 1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del *mark to market* di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l. L'accordo di compravendita prevede un ulteriore meccanismo di aggiustamento prezzo nel corso del 2022 in base ai valori effettivi, rilevati alla data del closing, del capitale circolante netto, della posizione finanziaria netta e dell'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini di ERG Hydro S.r.l.

### Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia

Nella prima parte del 2022 sono state introdotte misure urgenti in materia di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, come meglio commentato in Relazione sulla Gestione.

In particolare, in Italia si fa riferimento al c.d. Contributo straordinario contro il caro bollette introdotto dal D.L. 21 marzo 2022 i cui impatti sono stati stimati pari a circa 40 milioni di Euro rilevati alla riga Imposte sul reddito ed isolate come *special items* nella Relazione intermedia sulla Gestione. Si rinvia inoltre al contenuto della **Nota 40 – Imposte sul Reddito** della presente Nota Illustrativa.

Con riferimento all'art. 15-*bis* del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter) si precisa che non sono stati stimati accantonamenti in quanto le produzioni italiane "merchant" risultano vendute a prezzi coerenti con le soglie individuate dal Decreto stesso. Per quanto riguarda l'Estero si segnala in Romania l'applicazione della normativa "Windfall Tax" che ha comportato maggiori oneri nel semestre per circa 5 milioni, rilevati alla voce Costi per servizi ed altri costi operativi e rilevati come *special items*.

## Eventi bellici in Ucraina

In considerazione degli eventi bellici iniziati alla fine del mese di Febbraio 2022 in Ucraina, il management sta monitorando eventuali criticità ed impatti che il conflitto potrebbe avere sul Gruppo ERG in particolare con riferimento ai rischi di credito, sicurezza e di business continuity.

Per quanto riguarda il **rischio credito** non esistono posizioni aperte direttamente con controparti di diritto russe e ucraine; si segnala tuttavia che il principale cliente del Gruppo nel Sito di Priolo Gargallo è una società italiana controllata indirettamente da un Gruppo russo.

In relazione alla **sicurezza impianti** si segnala la posizione di alcuni parchi eolici del Gruppo nell'EST Europa (Polonia e Romania) vicini al confine ucraino: trattandosi di Paesi che fanno parte della NATO al momento non si evidenziano rischi direttamente legati al conflitto.

In relazione alla **business continuity** in merito all' approvvigionamento di gas, nel caso di sanzioni o blocchi/limitazioni all'export di Gas dalla Russia non sono da escludere ulteriori impatti sui prezzi e sui volumi di approvvigionamento. Sono oggetto di particolare attenzione gli eventuali impatti sull'impianto CCGT e sui contratti di vendita al sito di Priolo Gargallo legati all'introduzione delle sanzioni che l'Unione Europea ha stabilito in data 31 maggio e che saranno attivate entro la fine del 2022, in particolare con riferimento al blocco delle importazioni di petrolio via mare dalla Russia. Le tensioni geopolitiche stanno avendo forti impatti sui mercati, sia finanziari che delle commodities, con un forte aumento dei tassi e dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, a fronte dei quali non si possono ad oggi escludere ulteriori interventi a livello regolatorio sul settore dell'energia. Si rileva infine un generale aumento dei prezzi di materie prime e prodotti finiti, aggravato dalle tensioni geopolitiche, i cui effetti potranno impattare gli investimenti in progetti in costruzione nel breve/medio termine. I profili di incertezza conseguenti al quadro macroeconomico attuale, con particolare riferimento alla dinamica dei tassi e ad eventuali ulteriori interventi regolatori nel settore dell'energia, potranno impattare sulla determinazione dei valori di recuperabilità degli attivi iscritti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

## USO DI STIME – RISCHI E INCERTEZZE

### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

La redazione delle situazioni contabili in applicazione degli IFRS richiede da parte di ERG l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi di Bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali. L'elaborazione di tali stime ha implicato l'utilizzo di informazioni disponibili e l'adozione di valutazioni soggettive. Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di periodo in periodo e, pertanto, non è da escludersi che nei

periodi successivi gli attuali valori di Bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate. Per quanto riguarda l'emergenza Covid si rimanda a quanto riportato nel Bilancio 2021.

In merito all'Asset Rotation ERG Power, agli Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia e agli Eventi bellici in Ucraina si rimanda a quanto indicato nel precedente paragrafo.

Area di Bilancio	Descrizione della stima contabile e delle assunzioni
<b>Impairment test di avviamento autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo.</b>	<p>Il Gruppo ha valutato l'esistenza di indicazioni di possibili riduzioni dei valori recuperabili considerando le fonti informative interne ed esterne disponibili e ha valutato se gli effetti (diretti e indiretti) dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia costituiscano specificatamente indicazione di riduzione di valore.</p> <p>Nell'analizzare questi fattori il Gruppo ha considerato tre diversi profili che possono avere impatto sulla recuperabilità del valore delle attività, delle CGU o del gruppo di CGU nello specifico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la durata del conflitto;</li> <li>• l'intensità degli effetti negativi;</li> <li>• l'esposizione al rischio di <i>impairment</i> ante conflitto.</li> </ul> <p>Per maggiori dettagli si rimanda alla <b>Nota 21 – Impairment test</b>.</p>
<b>Definizione della vita utile delle Autorizzazioni e Concessioni, delle altre attività immateriali, di immobili, impianti e macchinari ed i correlati ammortamenti</b>	<p>Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzate in base alla loro durata residua. Le altre attività immateriali vengono ammortizzate in un periodo massimo di 5 anni.</p> <p>La vita utile degli immobili, impianti e macchinari è rivista annualmente e rettificata laddove la stima più recente differisca dalle precedenti. Eventuali modifiche nelle stime relative alla vita utile sono rilevate prospetticamente. Se un elemento di immobili, impianti e macchinari è composto da vari componenti aventi vite utili differenti, tali componenti sono contabilizzate separatamente (componenti significative).</p> <p>I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo minore tra la vita stimata del cespite e la durata della concessione. Si veda la sezione <b>III. Attività di Investimento</b> per maggiori dettagli.</p>
<b>Recuperabilità delle imposte differite attive</b>	<p>La loro iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo degli accordi dei consolidati fiscali (<b>Nota 42 – Fiscalità Differita</b>).</p>
<b>Valutazione dei fondi e delle passività potenziali correlate a procedimenti civili, amministrativi e fiscali</b>	<p>I processi valutativi sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni, e riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario e quindi la classificazione tra le passività ovvero tra le passività potenziali, sia la quantificazione del relativo ammontare. Si veda la sezione <b>IV. Fondi e Passività Potenziali</b>.</p> <p>In particolare, con riferimento al Fondo Business Dismessi gli elementi di maggiore complessità e incertezza sono riconducibili al processo e alla modalità di valutazione correlati ai rischi legati principalmente a eventi risalenti nel tempo e inerenti a tematiche di natura ambientale, legale e fiscale legate ai business "Oil" dismessi della Raffinazione Costiera e del Downstream integrato.</p>
<b>Determinazione degli accantonamenti per rischi su crediti, e svalutazione di altre attività</b>	<p>I crediti commerciali e gli altri crediti e le attività derivanti da contratti con i clienti sono sottoposti a verifica per riduzione di valore in conformità con le disposizioni dell'IFRS 9 sulle perdite attese su crediti. Le perdite attese su crediti (<i>Expected Credit Losses</i>) sono una stima delle perdite ponderata in base alle probabilità di default della controparte. Si veda la <b>Nota 6 – Crediti commerciali</b>.</p>
<b>Valutazioni del fair value</b>	<p>Diversi principi contabili e alcuni obblighi di informativa richiedono al Gruppo la valutazione del <i>fair value</i> delle attività e delle passività finanziarie e non finanziarie. Il Gruppo ha in essere una propria struttura di valutatori responsabili in generale di tutte le valutazioni di <i>fair value</i> significative, comprese quelle di Livello 3 (se presenti). I dati di input non osservabili e le rettifiche di valutazione sono oggetto di regolare <i>reappraisal</i>. Quando per determinare il <i>fair value</i> si utilizzano informazioni di terzi, quali le quotazioni dei broker o i servizi di <i>pricing</i>, il team di valutatori valuta e documenta le evidenze ottenute dai soggetti terzi per supportare il fatto che tali valutazioni soddisfino le disposizioni degli IFRS-EU, compreso il livello della gerarchia del <i>fair value</i> in cui classificare la relativa valutazione. Gli aspetti significativi relativi alla valutazione sono comunicati al Comitato Controllo e Rischi del Gruppo. Si veda anche la Sezione <b>V. Gestione finanziaria</b>.</p>
<b>Business Combination</b>	<p>Valutazione al <i>fair value</i> del corrispettivo trasferito (compreso il corrispettivo potenziale) e <i>fair value</i> delle attività acquisite e delle passività assunte, valutate a titolo provvisorio.</p>
<b>Determinazione del tasso di attualizzazione delle passività finanziarie e valutazione delle opzioni di rinnovo</b>	<p>Il tasso di finanziamento utilizzato è il tasso di finanziamento marginale, determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e la curva <i>forward</i> basata sui tassi swap area Euro. In relazione alle opzioni di rinnovo, il Gruppo ha proceduto ad effettuare una stima della durata dei relativi contratti di leasing tenuto conto della ragionevole certezza dell'esercizio dell'opzione. Si veda anche la <b>Nota 18 – Attività per diritti di utilizzo</b>.</p>

## PRINCIPI E VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

#### Criteri e Metodi di consolidamento

Le società controllate vengono consolidate integralmente se e solo se il Gruppo dispone di:

- potere sulla partecipata;
- esposizione, o diritti, a rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata;
- capacità di esercitare il proprio potere sulla partecipata per incidere sull'ammontare dei suoi rendimenti.

Quando si valuta il controllo, l'IFRS 10 richiede giudizio e valutazione continua. Per i dettagli su quando l'interessenza partecipativa non implica un controllo di fatto si rimanda a quanto fornito nella **Nota 48 – Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo**.

I bilanci delle società controllate sono inclusi nel Bilancio Consolidato dal momento in cui la controllante inizia ad esercitare il controllo fino alla data in cui tale controllo cessa.

Le società collegate sulle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole e le joint venture (generalmente corrispondenti a una partecipazione compresa tra il 20% e il 50%) sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto.

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in società controllate si

rimanda a quanto riportato nella **Nota 48- Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo** e nella **Nota 29 – Partecipazioni di terzi**.

#### Conversione di bilanci in moneta diversa dall'Euro (i.e. Gestioni estere) e moneta funzionale

La valuta funzionale del Gruppo è l'Euro. La conversione dei bilanci delle controllate espressi in moneta diversa dall'Euro avviene secondo le seguenti modalità:

- le attività e le passività, compresi l'avviamento e le rettifiche al fair value derivanti dall'acquisizione, sono convertite in Euro utilizzando il tasso di cambio rilevato alla data di chiusura del periodo.
- i ricavi e i costi di Conto Economico e nel prospetto di Conto Economico complessivo delle gestioni estere, sono convertiti in Euro utilizzando il tasso medio di periodo.

Le differenze cambio sono rilevate nel Prospetto di Conto Economico complessivo e incluse nella riserva di conversione, ad eccezione delle differenze di cambio che vengono attribuite alle partecipazioni di terzi.

Si elencano qui di seguito i tassi di cambio utilizzati per la conversione ed il consolidamento dei bilanci in moneta diversa dall'Euro:

cambio: valuta estera / EUR	Valuta	Situazione Patrimoniale-Finanziaria <sup>(1)</sup>	Conto Economico <sup>(2)</sup>
Polonia	PLN - Zloty	4,597	4,565
Romania	RON - Leu Romeno	4,949	4,922
UK	GBP - Sterlina britannica	0,840	0,860
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,956	1,956

(1) Cambio al 30 giugno 2022.

(2) Cambio medio del periodo.

Per quanto riguarda la definizione e criteri di rilevazione e misurazione delle attività e passività destinate ad essere cedute secondo quanto previsto dall'IFRS 5 si rimanda alla **Nota 43 –**

**Attività e Passività destinate ad essere cedute ed alla Nota 44 – Risultato netto attività destinate ad essere cedute.**

Di seguito vengono riepilogate, suddivise per business, le variazioni del perimetro di consolidamento, intervenute nel semestre:

<b>SOLAR</b>	In data <b>31 gennaio 2022</b> ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione da GEI Subasta 1 S.A. del 100% di due società di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in operation situati nel sud della Spagna per complessivi 91,6 MW.
--------------	---

In data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato il closing con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. in linea con quanto comunicato in data 2 agosto 2021, a seguito dell'approvazione dell'Autorità Antitrust italiana ed il positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri. Il corrispettivo è stato pari a circa €1,265 miliardi, inclusivo della valorizzazione del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Hydro S.r.l. L'accordo di compravendita prevede un ulteriore meccanismo di aggiustamento prezzo nel corso del 2022 in base ai valori effettivi, rilevati alla data del closing, del capitale circolante netto, della posizione finanziaria netta e dell'effettivo livello delle riserve d'acqua di alcuni bacini di ERG Hydro S.r.l.

Nel presente semestre si è pertanto proceduto a rilevare una plusvalenza, determinata sulla base del prezzo provvisorio sopra commentato, pari a circa 324 milioni di Euro, al netto dei costi accessori di vendita e di riassetto organizzativo e delle relative imposte.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli impatti legati al consolidamento integrale delle società acquisite nel semestre:

(migliaia di Euro)	Valentia <sup>(1)</sup>	TOTALE
Autorizzazioni e Concessioni	28.480	28.480
Altre attività immateriali	-	-
Avviamento	-	-
Immobili, impianti e macchinari	71.845	71.845
Attività per diritti di utilizzo	9.046	9.046
Partecipazioni	-	-
Attività finanziarie valutate al Fair Value	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	69	69
Attività per imposte differite	1.781	1.781
Altre attività non correnti	3.168	3.168
<b>Attività non correnti</b>	<b>114.389</b>	<b>114.389</b>
Rimanenze	-	-
Crediti commerciali	4.359	4.359
Altri crediti e attività correnti	51	51
Attività per imposte correnti	-	-
Attività finanziarie valutate al Fair Value	-	-
Altre attività finanziarie correnti*	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(24.321)	(24.321)
<b>Attività correnti</b>	<b>(19.911)</b>	<b>(19.911)</b>
<b>Attività operative cessate</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>94.478</b>	<b>94.478</b>
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	-	-
Partecipazioni di terzi	-	-
Benefici ai dipendenti	-	-
Passività per imposte differite	8.142	8.142
Fondo Business Dismessi	-	-
Fondo oneri smantellamento	-	-
Altri fondi non correnti	769	769
Passività finanziarie valutate al Fair Value	-	-
Passività finanziarie non correnti*	71.182	71.182
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	9.046	9.046
Altre passività non correnti	124	124
<b>Passività non correnti</b>	<b>89.262</b>	<b>89.262</b>
Altri fondi correnti	-	-
Debiti commerciali	461	461
Passività finanziarie valutate al Fair Value	-	-
Passività finanziarie correnti*	-	-
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	-	-
Altre passività correnti	3.827	3.827
Passività per imposte correnti	929	929
<b>Passività correnti</b>	<b>5.216</b>	<b>5.216</b>
<b>Passività operative cessate</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>94.478</b>	<b>94.478</b>
<b>* Impatto su Posizione Finanziaria Netta (a)</b>	<b>(104.549)</b>	<b>(104.549)</b>
<i>Impatto IFRS 16 su Posizione Finanziaria Netta (b)</i>	<i>(9.046)</i>	<i>(9.046)</i>
<b>Impatto su Posizione Finanziaria Netta Relazione sulla Gestione c = (a-b)</b>	<b>(95.503)</b>	<b>(95.503)</b>

(1) n. 2 società di diritto spagnolo da GEI Subasta 1 S.A. – business combination Valentia.

Il prospetto soprariportato espone il dettaglio delle attività acquisite e delle passività assunte comprensivo degli impatti dell'applicazione dell'IFRS 16.

\* L'impatto sulla Posizione Finanziaria Netta fa riferimento alle seguenti voci: disponibilità liquide e mezzi equivalenti (che includono il corrispettivo pagato per l'acquisizione), passività finanziarie non correnti, passività finanziarie non correnti per beni in leasing, passività finanziarie correnti.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di asset** nella sezione **VIII. Altre Note**.

## II. GESTIONE OPERATIVA

Nella presente sezione sono commentate le voci di Bilancio Consolidato semestrale abbreviato strettamente legate alla gestione operativa e corrente degli asset del Gruppo oltre che l'informativa per settore operativo. In particolare, sono commentate le voci economiche che compongono il margine operativo lordo e le voci patrimoniali afferenti il capitale circolante operativo oltre che altre attività e passività.

Si ricorda che i dati patrimoniali ed economici relativi al 2022 ed i soli dati economici relativi al primo semestre 2021 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento all'accordo per la cessione del Business termoelettrico, avvenuto in data 9 febbraio 2022, oltre che in riferimento all'avvenuta cessione (3 gennaio 2022) del Business idroelettrico. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nella [Sezione VII Attività destinate ad essere cedute](#).

## INFORMATIVA PER SETTORE OPERATIVO

### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

A seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021 con la cessione del Business idroelettrico e che sarà finalizzato nel corso del 2022 con la cessione del business termoelettrico, a partire dall'esercizio 2022, i risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera, in coerenza con le nuove metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo, ed in linea con il Piano Industriale 2022-2026, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2022, finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e alla strategia di crescita nell'Eolico e nel Solare attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica.

Si precisa che i risultati, esposti per area geografica dal 2022, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management del Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione.

I settori operativi individuati ai sensi dell'IFRS 8 coincidono pertanto primariamente con le diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera (Italia, Francia, Germania, Est Europa, Regno Unito e Spagna). L'analisi dei risultati economici operativi per area geografica è ulteriormente monitorata, per alcuni indicatori, con riferimento alla tecnologia (Eolico e Solare) in cui il Gruppo opera. Tale articolazione informativa corrisponde alla struttura della reportistica periodicamente analizzata dal Management e dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo ai fini del monitoraggio e gestione dell'andamento dei business. I prospetti di seguito indicati riportano l'informativa per area geografica e settore dei risultati indicati negli schemi di Bilancio.

Con riferimento all'Italia, a seguito dell'accordo della cessione del business termoelettrico avvenuto in data 9 febbraio 2022, i dati relativi al settore termoelettrico sono stati riclassificati

come "Attività destinate ad essere cedute". Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 44 – Risultato netto attività destinate ad essere cedute](#).

Si precisa che in Relazione sulla Gestione al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (poste non ricorrenti, riclassifiche e altro): tali risultati sono indicati con la definizione "adjusted".

Per maggiori informazioni in merito all'andamento dei settori operativi e alla misurazione e riconciliazione dei risultati adjusted e degli altri Indicatori alternativi di performance si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla Gestione ed alla [Nota 46 – Poste non ricorrenti](#).

### Margine operativo lordo e Risultato operativo netto

Il Margine operativo lordo ed il Risultato operativo netto sono determinati dalle attività operative del Gruppo che generano ricavi continuativi e dagli altri proventi e costi correlati alle attività operative. Dal Margine operativo lordo sono esclusi i proventi e gli oneri finanziari netti, i proventi e oneri da partecipazioni, le imposte sul reddito, gli ammortamenti ripristini e svalutazioni di valore di:

- autorizzazioni e concessioni;
- altre attività immateriali;
- immobili, impianti e macchinari;
- attività per diritti di utilizzo.

Il Risultato operativo netto è pari al valore del Margine operativo lordo al netto degli ammortamenti ripristini e svalutazioni di valore di autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo.

## Informativa per area geografica

### 1° semestre 2022

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui						
		Italia	Francia	Germania	Est Europa	Regno Unito	Spagna	Svezia
Ricavi totali	390	199	50	46	61	21	12	-
Ricavi infrasettori	(16)	(16)	-	-	-	-	-	-
<b>Ricavi</b>	<b>374</b>	<b>183</b>	<b>50</b>	<b>46</b>	<b>61</b>	<b>21</b>	<b>12</b>	<b>-</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>275</b>	<b>137</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>43</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>(0)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(117)</b>	<b>(68)</b>	<b>(23)</b>	<b>(15)</b>	<b>(7)</b>	<b>(2)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>158</b>	<b>69</b>	<b>8</b>	<b>21</b>	<b>36</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>(0)</b>
Investimenti in attività immobilizzate	122	53	9	0	13	22	-	26
<b>Totale Tangible e Intangible assets</b>	<b>2.978</b>	<b>1.244</b>	<b>666</b>	<b>329</b>	<b>253</b>	<b>294</b>	<b>107</b>	<b>83</b>
<i>Altre attività non correnti</i>	<i>209</i>							
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>3.186</b>							

### 1° semestre 2021

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui						
		Italia	Francia	Germania	Est Europa	Regno Unito	Spagna	Svezia
Ricavi totali	277	193,2	38,6	20,2	25	-	-	-
Ricavi infrasettori	(18)	(18,4)	-	-	-	-	-	-
<b>Ricavi</b>	<b>259</b>	<b>174,8</b>	<b>38,6</b>	<b>20,2</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>177</b>	<b>123,0</b>	<b>24,7</b>	<b>13,1</b>	<b>17</b>	<b>(1,0)</b>	<b>-</b>	<b>(0,0)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(100)</b>	<b>(65,7)</b>	<b>(16,3)</b>	<b>(10,8)</b>	<b>(7)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>77</b>	<b>57,2</b>	<b>8,4</b>	<b>2,3</b>	<b>10</b>	<b>(1,1)</b>	<b>-</b>	<b>(0,0)</b>
Investimenti in attività immobilizzate	113	9,8	4,1	0,2	25	72,1	2,3	-
<b>Totale Tangible e Intangible assets</b>	<b>2.629</b>	<b>1.337</b>	<b>565</b>	<b>246</b>	<b>226</b>	<b>211</b>	<b>-</b>	<b>44</b>
<i>Altre attività non correnti</i>	<i>109</i>							
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>2.738</b>							

## Informativa per tecnologia

### 1° semestre 2022

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui		
		Eolico	Solare	Corporate
Ricavi totali	390	316	58	17
Ricavi infrasettori	(16)	-	-	(16)
<b>Ricavi</b>	<b>374</b>	<b>316</b>	<b>58</b>	<b>1</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>275</b>	<b>238</b>	<b>50</b>	<b>(14)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(117)</b>	<b>(90)</b>	<b>(25)</b>	<b>(3)</b>
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>158</b>	<b>148</b>	<b>25</b>	<b>(16)</b>
<b>Investimenti in attività immobilizzate</b>	<b>122</b>	<b>116</b>	<b>5</b>	<b>1</b>

### 1° semestre 2021

(milioni di Euro)	TOTALE	di cui		
		Eolico	Solare	Corporate
Ricavi totali	277	215	38	25
Ricavi infrasettori	(18)	-	-	(18)
<b>Ricavi</b>	<b>259</b>	<b>215</b>	<b>38</b>	<b>6</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>177</b>	<b>160</b>	<b>34</b>	<b>(17)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(100)</b>	<b>(78)</b>	<b>(20)</b>	<b>(2)</b>
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>77</b>	<b>82</b>	<b>13</b>	<b>(19)</b>
<b>Investimenti in attività immobilizzate</b>	<b>113</b>	<b>112</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

## RICAVI E MARGINALITÀ OPERATIVA

### NOTA 1 - RICAVI

#### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

I ricavi provenienti da contratti con clienti sono rilevati ai sensi dell'IFRS 15.

Le principali tipologie di ricavi del Gruppo che generano performance obligation separate, ai sensi dell'IFRS 15, sono:

1. Ricavi di vendita di commodities
  - Vendita di energia elettrica sulla borsa elettrica;
  - Vendita di energia elettrica tramite Power Purchase Agreement (PPA).
2. Ricavi per tariffa incentivante (Feed in tariff, aste, feed in premium, etc.) su energia elettrica;
3. Ricavi per "Certificati verdi" (società estere) e garanzie d'origine.

I Power Purchase Agreements (PPA) sono caratterizzati da una durata pluriennale e da un prezzo definito e hanno come obiettivo quello di garantire una struttura di ricavo caratterizzata da un livello di rischio medio/basso e di assicurare un ritorno stabile sugli investimenti sostenuti per la realizzazione del suddetto piano di crescita.

Il Gruppo stipula derivati su commodity per la gestione del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica. I ricavi includono anche i proventi e gli oneri derivanti dalla riclassifica della riserva di cash flow hedge relativa agli strumenti derivati con obiettivi di copertura vendite Power e Gas. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari**.

Per quanto riguarda i ricavi per **tariffa incentivante**, aventi durata tra i 10 e i 20 anni, può accadere che la stessa sia fatturata al cliente unitamente all'energia elettrica trasferita, o riconosciuta separatamente dai Regulator alla società (in Italia tipicamente dal GSE). Tali accordi sono considerati performance obligation separate dalla fornitura di energia e, nel caso in cui fossero unitamente fatturate assieme al corrispettivo per energia venduta al cliente, il ricavo verso il cliente esclude la porzione di tariffa incentivante. La performance obligation per tariffa incentivante viene adempiuta in un determinato momento (quando le specifiche condizioni accordate con il Regulator sono rispettate/raggiunte: produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile), in quanto non è rispettato nessuno dei criteri per l'adempimento nel corso del tempo. Tuttavia, in considerazione del fatto che l'energia elettrica è prodotta e venduta sostanzialmente nello

stesso momento, la contabilizzazione del ricavo per tariffa incentivante corrisponde a quello del ricavo per vendita di energia elettrica.

Per quanto riguarda i **ricavi per certificati**, aventi durata tra i 10 e i 20 anni, questi derivano dal fatto che il Gruppo possiede principalmente attività di generazione rinnovabile (eolico e solare) per la cui produzione i Regulator assegnano al Gruppo dei certificati da loro emessi.

I Certificati sono quindi strumenti atti a stimolare la domanda (Certificati d'origine) e l'offerta ("Certificati verdi") di energia rinnovabile.

I "Certificati verdi" sono assegnati sostanzialmente per ogni MWh di elettricità prodotta. La Garanzia di Origine (GO) è una certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile delle fonti utilizzate dagli impianti qualificati IGO, e per ogni MWh di energia elettrica rinnovabile immessa in rete da impianti qualificati IGO, il GSE rilascia un titolo "GO".

Il Gruppo ritiene che il certificato sia stato già sostanzialmente assegnato nel momento in cui è prodotta l'energia rinnovabile, ed i ricavi sono contabilizzati quando l'energia viene prodotta.

Si segnalano inoltre le seguenti informazioni in relazione ai requirement informativi dell'IFRS 15:

- non sono presenti contratti con componenti di finanziamento significative;
- non sono presenti contratti con corrispettivi variabili;
- come espediente pratico, l'entità ha rilevato i costi incrementali per l'ottenimento del contratto come spesa nel momento in cui sono sostenuti, in quanto il periodo di ammortamento dell'attività che l'entità avrebbe altrimenti rilevato non supera un anno.

Come già indicato precedentemente, si precisa che a seguito dell'accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione del Business termoelettrico avvenuto in data 9 febbraio 2022, nel presente documento si è proceduto ad esporre alla riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo del business termoelettrico, in applicazione dell'IFRS 5.

Inoltre, sempre in applicazione dell'IFRS 5, i dati comparativi 2021 relativi al contributo termoelettrico ed idroelettrico sono risposti alla riga "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute".

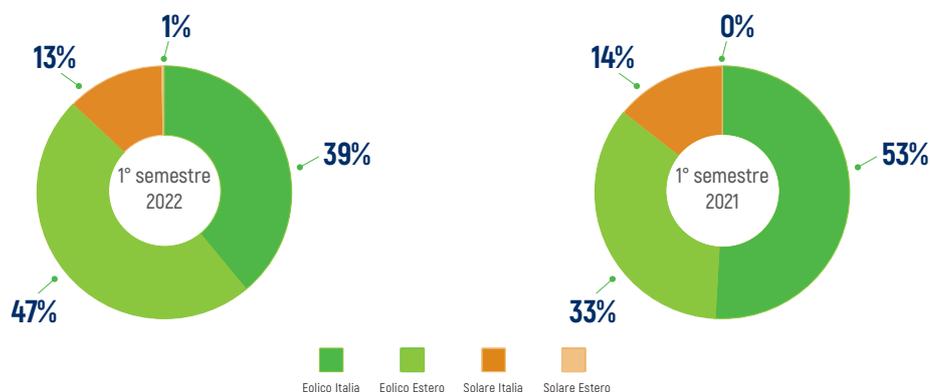
## 1° SEMESTRE 2022

(migliaia di Euro)	Italia Eolico	Italia Solare	Estero Eolico	Estero Solare	Corporate	Totale
<b>Ricavi di vendita</b>						
Energia al mercato	110.668	11.116	31.477	-	-	153.261
Tariffa incentivante - Feed in Tariff	33.218	34.332	90.302	4.943	-	162.794
Certificati Verdi estero	-	-	51.757	-	-	51.757
<b>Totale Ricavi di vendita</b>	<b>143.886</b>	<b>45.447</b>	<b>173.536</b>	<b>4.943</b>	<b>-</b>	<b>367.811</b>
Altro - Servizi	-	-	-	-	6.543	6.543
<b>Totale Ricavi per prestazioni</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.543</b>	<b>6.543</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>141.751</b>	<b>45.447</b>	<b>173.536</b>	<b>4.943</b>	<b>8.678</b>	<b>374.354</b>

## 1° SEMESTRE 2021

(migliaia di Euro)	Italia Eolico	Italia Solare	Estero Eolico	Estero Solare	Corporate	Totale
<b>Ricavi di vendita</b>						
Energia al mercato	67.269	2.948	18.884	-	-	89.101
Tariffa incentivante - Feed in Tariff	65.337	31.627	58.737	-	-	155.701
Certificati Verdi estero	-	-	6.594	-	-	6.594
<b>Totale Ricavi di vendita</b>	<b>132.606</b>	<b>34.575</b>	<b>84.215</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>251.397</b>
Altro - Servizi	-	-	-	-	7.677	7.677
<b>Totale Ricavi per prestazioni</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.677</b>	<b>7.677</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>132.606</b>	<b>34.575</b>	<b>84.215</b>	<b>-</b>	<b>7.677</b>	<b>259.073</b>

## RICAVI PER SETTORE (€/milioni)



L'aumento della voce rispetto al primo semestre 2021 è imputabile principalmente al contributo dei nuovi impianti fotovoltaici acquisiti in Spagna, al contributo dei parchi eolici e solari acquisiti nel corso del secondo semestre del 2021 in Francia e Germania, al contributo dei nuovi parchi entrati in operatività nel Regno Unito ed in Francia a fine

2021, oltre che dalle maggiori produzioni registrate nel periodo. Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella Relazione sulla Gestione.

Si ricorda che la tempistica di incasso dei crediti correlati ai ricavi dipende dalla tipologia di ricavo. I crediti per energia venduta al mercato presentano tempistiche medie di realizzo inferiori ai tre mesi,

Per quanto riguarda le tempistiche di erogazione degli incentivi in Italia per il generico mese "m" il pagamento, a seguito della pubblicazione del rendiconto in cui sono evidenziati gli incentivi spettanti per il mese "m+1", avviene entro la fine del mese "m+2".

Nel corso dell'esercizio 2021 e nel primo semestre 2022 il Gruppo, in qualità di leader nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in ragione di un piano strategico orientato ad una crescita di potenza installata in Italia ed all'estero, ha iniziato a stipulare contratti di fornitura a medio-lungo termine sulla base dei quali la controparte acquista per un periodo predeterminato contrattualmente, la produzione di uno o più parchi identificati.

I *Power Purchase Agreements* (PPA) sono caratterizzati da una durata pluriennale e da un prezzo definito e hanno come obiettivo quello di garantire una struttura di ricavo caratterizzata da un livello di rischio medio/basso e di assicurare un ritorno stabile sugli investimenti sostenuti per la realizzazione del suddetto piano di crescita.

Non si segnalano variazioni dei contratti PPA al Gruppo al 30 giugno 2022 rispetto a quanto presentato nella Relazione Finanziaria annuale 2021.

## NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi comprendono, principalmente, i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi e i contributi in conto esercizio.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
Indennizzi	1.075	344	731
Altri proventi	1.914	1.312	602
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	2.873	68	2.805
Proventi per rivendita capacità di trasmissione elettrica	-	38	(38)
Recuperi di spese	123	281	(158)
<b>TOTALE</b>	<b>5.985</b>	<b>2.043</b>	<b>3.942</b>

La variazione rispetto al primo semestre 2021 si riferisce principalmente al parziale rilascio del fondo rischi in materia di imposte locali (3 milioni di Euro) in considerazione di vari pronunciamenti favorevoli in alcuni contenziosi giudiziari.

## NOTA 3 - ALTRI COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 4.833 migliaia di Euro (1.685 migliaia di Euro nel primo semestre 2021) comprende i costi per l'acquisto di componentistica d'impianto (*spare parts*) con vita utile non ultra annuale e materiali di consumo principalmente in relazione agli impianti eolici.

## NOTA 4 - COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI OPERATIVI – PERDITE PER RIDUZIONE DI VALORE DEI CREDITI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
Affitti passivi, canoni e noleggi	7.282	6.676	606
Accantonamenti per rischi ed oneri	1.684	170	1.514
Imposte e tasse	12.090	5.335	6.756
Altri costi di gestione	1.444	1.336	108
Costi per servizi	53.692	47.163	6.529
<b>Totale</b>	<b>76.193</b>	<b>60.680</b>	<b>15.513</b>

Gli affitti passivi, canoni e noleggi si riferiscono principalmente a canoni relativi all'utilizzo dei software aziendali, non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16.

I maggiori accantonamenti per rischi ed oneri nel 2022 si riferiscono principalmente a contenziosi con enti locali ed a rischi su potenziali maggiori oneri contrattuali.

Le imposte e tasse riguardano principalmente le imposte municipali sui parchi eolici italiani ed esteri, l'IVA indetraibile per attività finanziaria di ERG S.p.A. e altre imposte e tasse in Italia ed all'estero. La variazione rispetto al primo semestre 2021 è principalmente riconducibile all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania che ha comportato maggiori oneri per circa 5 milioni di Euro.

I **costi per servizi** sono così composti:

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	18.260	14.760	3.500
Servizi Information Technology (IT) e generali	14.872	11.630	3.242
Consulenze	7.034	7.493	(460)
Assicurazioni	2.802	2.421	381
Emolumenti Amministratori	3.318	6.546	(3.228)
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	516	441	76
Utenze e somministrazioni	5.950	2.643	3.307
Prestazioni da gestore di rete	546	525	20
Emolumenti Sindaci	191	383	(192)
Pubblicità e promozioni	204	321	(117)
<b>Totale</b>	<b>53.692</b>	<b>47.163</b>	<b>6.529</b>

- le **manutenzioni e riparazioni** comprendono principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica;
- i **Servizi Information Technology (IT) e generali** riguardano servizi informatici, spese bancarie, spese generali, servizi di vigilanza e pulizia e costi accessori al personale e HSE.
- le **consulenze** comprendono principalmente le spese per consulenze legali, tecniche e professionali oltre che gli oneri sostenuti per operazioni straordinarie.
- gli **emolumenti Amministratori** comprendono spese e la quota del costo di competenza del Piano di incentivazione di lungo termine 2021-2023. Si segnala che, in accordo con quanto disposto dall'IFRS 2 – Operazioni con pagamento

basato su azioni, a seguito dell'attuazione del suddetto Piano di incentivazione con riferimento agli Amministratori, si è provveduto al rilevamento, nei costi per servizi, della quota del costo di competenza. Per ulteriori dettagli si rimanda alla **Nota 5 – Costo del lavoro**. Si precisa che la voce nel primo semestre 2021 comprendeva l'Indennità di Cessazione Carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021.

## NOTA 5 - COSTO DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
Salari e stipendi	17.592	14.212	3.380
Oneri sociali	4.846	5.246	(401)
Altri costi del personale	900	1.043	(143)
Trattamento di fine rapporto	1.107	1.096	11
<b>Totale</b>	<b>24.445</b>	<b>21.597</b>	<b>2.847</b>

Al 30 giugno 2022 l'organico complessivo dei dipendenti <sup>1</sup> risulta pari a 710 unità (804 <sup>2</sup> al 30 giugno 2021).

Il costo per il trattamento di fine rapporto è relativo principalmente alla porzione di beneficio relativo ai Piani di contribuzione definita. Il costo include anche i contributi versati a piani a contribuzione definita a favore dei dirigenti con responsabilità strategiche, per il dettaglio dei quali si rimanda alla **Nota 47 – Parti Correlate**.

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

Per quanto concerne le **Operazioni con pagamento basato su azioni** non si segnalano novità rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2021

## CIRCOLANTE E ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti commerciali	<b>6</b>	158.323	320.202	(161.879)
Rimanenze	<b>7</b>	17.630	32.301	(14.671)
Debiti commerciali	<b>8</b>	(127.594)	(254.374)	126.780
<b>Capitale Circolante Operativo</b>		<b>48.359</b>	<b>98.129</b>	<b>(49.770)</b>
Altri crediti e attività correnti	<b>9</b>	100.479	124.955	(24.476)
Altre attività non correnti	<b>10</b>	54.091	54.488	(398)
Altre passività non correnti	<b>12</b>	(31.169)	(31.484)	315
Altre passività correnti	<b>11</b>	(36.675)	(39.477)	2.802
Debiti per fair value strumenti derivati di copertura su commodities	<b>35</b>	(171.634)	(149.373)	(22.261)
Benefici ai dipendenti	<b>13</b>	(3.464)	(4.289)	825
<b>Altre attività (passività)</b>		<b>(88.372)</b>	<b>(45.179)</b>	<b>(43.193)</b>

1 il numero dei dipendenti indicato non include i dipendenti della società ERG Hydro S.r.l. (103 dipendenti al 31 dicembre 2021) ceduta in data 3 gennaio 2022 e i dipendenti della società ERG Power S.r.l. (144 dipendenti al 30 giugno 2022).

2 Il numero dei dipendenti indicato è comprensivo dei dipendenti delle società ERG Hydro S.r.l. e ERG Power S.r.l.

## NOTA 6 - CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/22	31/12/21	Variazione
Crediti verso clienti	124.641	258.860	(134.219)
Crediti per incentivi	47.519	72.254	(24.736)
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	-	2.942	(2.942)
Fondo svalutazione crediti	(13.837)	(13.854)	18
<b>Totale</b>	<b>158.323</b>	<b>320.202</b>	<b>(161.879)</b>

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi, e certificati ambientali (tariffa incentivante, "Certificati verdi").

Il decremento si riferisce principalmente alla riclassifica ad "Attività destinate ad essere cedute dei crediti verso clienti della società ERG Power S.r.l.

Per informazioni relative ai crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente si rimanda alla [Nota 47](#) – **Parti correlate**.

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

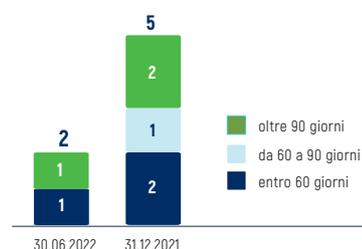
(migliaia di Euro)	30/06/22	Incrementi	Decrementi	31/12/21
Fondo svalutazione crediti	(13.837)	-	18	(13.854)
<b>Totale</b>	<b>(13.837)</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>(13.854)</b>

Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

Lo scadenziario dei crediti è presentato già al netto del relativo fondo svalutazione crediti.

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021
<b>Crediti non scaduti</b>	<b>156.337</b>	<b>315.615</b>
<b>Crediti scaduti:</b>		
entro 30 gg.	616	1.635
entro 60 gg.	-	520
entro 90 gg.	17	490
oltre 90 gg.	1.353	1.941
<b>Totale</b>	<b>158.323</b>	<b>320.202</b>

**CREDITI SCADUTI (M€)**

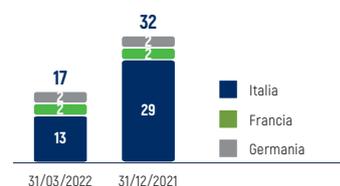


Il valore contabile dei crediti include un importo pari a circa 72 milioni di Euro, 46% circa dei crediti commerciali, relativi a due principali controparti del Gruppo gestori in Italia del mercato e dei servizi elettrici.

## NOTA 7 - RIMANENZE

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Variazione
Quote acquisti differiti CO <sub>2</sub>	-	9.145	(9.145)
Rimanenze parti di ricambio	17.630	23.157	(5.526)
<b>Totale</b>	<b>17.630</b>	<b>32.301</b>	<b>(14.671)</b>

RIMANENZE PER AREA GEOGRAFICA (M€)



La variazione del periodo è riconducibile alla riclassifica ad "Attività destinate ad essere cedute" delle quote di CO<sub>2</sub> della società ERG Power S.r.l. acquistate a copertura di anni futuri.

## NOTA 8 - DEBITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Variazione
Debiti verso fornitori	127.594	254.278	(126.685)
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	-	96	(96)
<b>TOTALE</b>	<b>127.594</b>	<b>254.374</b>	<b>(126.780)</b>

Il decremento del periodo si riferisce principalmente alla riclassifica ad "Attività destinate ad essere cedute" dei debiti verso fornitori della società ERG Power S.r.l.

Si ricorda inoltre che, al 31 dicembre 2021 la voce comprendeva anche i debiti commerciali di ERG Power Generation S.p.A. verso ERG Hydro (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.) che a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 non erano più oggetto di elisione.

## NOTA 9 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Variazione
Crediti tributari	63.111	52.707	10.404
Quote di oneri differiti	26.516	16.740	9.776
Crediti diversi	10.852	55.509	(44.657)
<b>Totale</b>	<b>100.479</b>	<b>124.955</b>	<b>(24.476)</b>

I **crediti tributari** sono relativi a posizioni creditorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri crediti tributari. La voce non comprende posizioni creditorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 42- Attività e passività per imposte correnti**.

Le **quote di oneri differiti** si riferiscono principalmente a canoni verso comuni, diritti di superficie e premi assicurativi per circa 11 milioni di Euro e per circa 13 milioni di Euro ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo.

La diminuzione pari a circa 45 milioni di Euro della voce **Crediti diversi** si riferisce all'incasso dei crediti per "consolidato fiscale" verso ERG Hydro S.r.l. (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.) e che a seguito della cessione ad Enel Produzione S.p.A in data 3 gennaio 2022, non risultavano più oggetto di elisione infragruppo al 31 dicembre 2021, come indicato nella **Nota 43 – Attività e Passività destinate ad essere cedute**.

## NOTA 10 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 54.091 migliaia di Euro (54.488 migliaia di Euro al 31 dicembre 2021) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (22 milioni di Euro) dei crediti per contributi L.488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 12 – Altre passività non correnti**);
- a crediti per 10 milioni di Euro a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 26 – Altri fondi**;
- a oneri fiscali differiti relativi ad anni successivi (7 milioni di Euro), relativi principalmente all' imposta sostitutiva sull'affrancamento avviamento della società Andromeda PV S.r.l.;
- a depositi cauzionali verso GME per 7 milioni di Euro.

## NOTA 11 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Variazione
Altre passività correnti	18.136	14.400	3.736
Debiti verso erario	4.804	7.504	(2.700)
Debiti verso il personale	4.713	8.125	(3.411)
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	2.791	4.514	(1.723)
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	6.231	4.935	1.297
<b>Totale</b>	<b>36.675</b>	<b>39.477</b>	<b>(2.802)</b>

## NOTA 12 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Variazione
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594	-
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821	-
Altre poste minori	1.889	1.587	301
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	865	1.482	(617)
<b>Totale</b>	<b>31.169</b>	<b>31.484</b>	<b>(315)</b>

## NOTA 13 - BENEFICI AI DIPENDENTI

Le passività per benefici ai dipendenti, pari a 3.464 migliaia di Euro (4.289 migliaia di Euro al 31 dicembre 2021), accolgono la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti nell'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Non vi sono attività a servizio dei Piani.

Nel corso del primo semestre 2022, in virtù dell'assenza di variazioni significative dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

### III. ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO

#### NOTA 14 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

(migliaia di Euro)	Autorizzazioni e Concessioni	Riclassificate ad attività destinate ad essere cedute ERG Hydro S.r.l.
Costo storico	1.038.828	218.903
Ammortamenti e svalutazioni	(357.218)	(91.381)
<b>SALDO AL 31/12/2021</b>	<b>681.610</b>	<b>127.522</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>		
Variazione area di consolidamento	28.480	(127.522)
Investimenti	-	-
Riclassifiche	1.100	-
Alienazioni e dismissioni	-	-
Ammortamento	(24.276)	-
Ripristini/(Svalutazioni)	(3.311)	-
Altre variazioni	-	-
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Costo storico	1.068.408	-
Ammortamenti e svalutazioni	(384.805)	-
<b>SALDO AL 30/06/2022</b>	<b>683.603</b>	<b>-</b>

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e altre variazioni sono riportati al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati e svalutazioni.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce alle *business combination* Valentia, acquisizione avvenuta nel corso del primo semestre 2022. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 45 – Business Combination e Acquisizione di Asset**.

Si segnala che nei movimenti di periodo alla riga variazione area di consolidamento di cui **attività e passività destinate ad essere cedute** è stato riportato il saldo al 31 dicembre 2021 della voce Autorizzazioni e Concessioni riferito alla società ERG Hydro S.r.l., ceduta in data 3 gennaio 2022, per maggiori dettagli sull'Operazione si rimanda a quanto riportato nella Relazione Finanziaria annuale 2021.

## NOTA 15 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale	Riclassificate ad attività destinate ad essere cedute	
				Erg Hydro S.r.l.	ERG Power S.r.l.
Costo storico	65.666	1.170	66.836	4.775	7.709
Ammortamenti e svalutazioni	(59.385)	-	(59.385)	(3.428)	(7.125)
<b>SALDO AL 31/12/2021</b>	<b>6.282</b>	<b>1.170</b>	<b>7.452</b>	<b>1.347</b>	<b>583</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>					
Variazione area di consolidamento	-	-	-	(1.347)	-
Investimenti	50	501	551	-	36
Riclassifiche	5.940	(105)	5.835	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamento	(948)	-	(948)	-	(99)
Ripristini/(Svalutazioni)	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	<b>(435)</b>	<b>(85)</b>	<b>(520)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Costo storico	64.096	1.480	65.576	-	7.744
Ammortamenti e svalutazioni	(53.207)	-	(53.207)	-	(7.224)
<b>SALDO AL 30/06/2022</b>	<b>10.889</b>	<b>1.480</b>	<b>12.369</b>	<b>-</b>	<b>520</b>

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e altre variazioni sono riportati al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati e svalutazioni.

Si segnala che nei movimenti di periodo alla riga variazione area di consolidamento di cui **attività e passività destinate ad essere cedute** è stato riportato il saldo al 31 dicembre 2021 della voce altre attività immateriali riferito alla società ERG Hydro S.r.l., ceduta in data 3 gennaio 2022. Per maggiori dettagli sull'Operazione si rimanda a quanto riportato nella Relazione Finanziaria annuale 2021.

Gli importi riclassificati ad **attività destinate ad essere cedute** si riferiscono alle altre attività immateriali della società ERG Power S.r.l. come indicato nella **Nota 43 – Attività e Passività destinate ad essere cedute**. Si precisa che l'importo riclassificato si riferisce al saldo finale.

Le attività in corso di fine periodo fanno riferimento ad investimenti in software principalmente in ERG S.p.A ed ERG Power Generation.

## NOTA 16 - AVVIAMENTO

### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

L'avviamento acquisito in una aggregazione aziendale non è ammortizzato, ma è sottoposto annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di avere subito una perdita di valore (cd. Trigger events), a test

di impairment secondo le modalità previste dallo IAS 36 – riduzione di valore delle attività.

Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato alla **Nota 21 - Impairment Test**.

La voce al 30 giugno 2022 risulta essere pari 306 milioni di Euro invariata rispetto al 31 dicembre 2021.

Si rammenta che a seguito dell'importante processo di *Asset Rotation* avviato nel 2021 e che sarà finalizzato nel corso del 2022, in coerenza con le nuove metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo, ed in linea con il Piano industriale 2022-2026 i settori operativi corrispondono alle aree geografiche in cui il Gruppo opera. Tale circostanza non ha determinato impatti sul processo di allocazione dell'avviamento al gruppo di *Cash Generating Unit* ai fini della valutazione della recuperabilità delle stesse.

In occasione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 e non sono emersi elementi tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti. Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato alla **Nota 21 - Impairment Test**.

## NOTA 17 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale	Riclassificate ad attività destinate ad essere cedute	
						Erg Hydro S.r.l.	ERG Power S.r.l.
Costo storico	116.950	4.170.374	36.595	248.929	4.572.848	1.243.978	558.987
Ammortamenti e svalutazioni	(54.743)	(2.571.553)	(24.927)	-	(2.651.223)	(682.046)	(362.888)
<b>SALDO AL 31/12/2021</b>	<b>62.207</b>	<b>1.598.821</b>	<b>11.668</b>	<b>248.929</b>	<b>1.921.624</b>	<b>561.932</b>	<b>196.099</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>							
Variazione area di consolidamento	-	71.845	-	-	71.845	(561.932)	-
Investimenti	-	42.197	-	78.436	120.632	-	2.621
Riclassifiche	(185)	(2.714)	3.742	679	1.522	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(1.682)	(75.881)	(3.829)	-	(81.392)	-	(2.643)
Ripristini/(Svalutazioni)	-	(3.229)	-	-	(3.229)	-	-
Altre variazioni	-	(6.365)	-	5.291	(1.074)	-	(2.960)
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	<b>(10.725)</b>	<b>(177.780)</b>	<b>(434)</b>	<b>(4.178)</b>	<b>(193.118)</b>	-	-
Costo storico	94.959	3.716.463	35.119	329.157	4.175.698	-	558.649
Ammortamenti e svalutazioni	(45.344)	(2.269.569)	(23.972)	-	(2.338.886)	-	(365.531)
<b>SALDO AL 30/06/2022</b>	<b>49.615</b>	<b>1.446.893</b>	<b>11.147</b>	<b>329.157</b>	<b>1.836.811</b>	-	<b>193.118</b>

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni e altre variazioni sono riportati al netto dei rispettivi ammortamenti cumulati e svalutazioni.

Si segnala che nei movimenti di periodo alla riga variazione area di consolidamento di cui **attività e passività destinate ad essere cedute** è stato riportato il saldo al 31 dicembre 2021 della voce Immobili, impianti e macchinari riferito

alla società ERG Hydro S.r.l., ceduta in data 3 gennaio 2022. Per maggiori dettagli sull'Operazione si rimanda a quanto riportato nella Relazione Finanziaria annuale 2021.

Si segnala inoltre che, nei movimenti di periodo alla voce Altre variazioni di cui attività e passività destinate ad essere cedute è stato riclassificato il saldo iniziale della voce Immobili, impianti e macchinari della società ERG Power S.r.l. Gli importi riclassificati ad **Attività destinate ad essere cedute** si riferiscono agli immobili, impianti e macchinari della società ERG Power S.r.l. come indicato nella **Nota 43 – Attività e Passività destinate ad essere cedute**. Si precisa che l'importo riclassificato si riferisce al saldo finale.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce principalmente alle già commentate operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel primo semestre 2022, relative all'acquisizione di due parchi fotovoltaici in Spagna.

Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di Asset**.

Gli **investimenti** si riferiscono principalmente allo sviluppo di parchi eolici in costruzione nel Regno Unito, Polonia, Svezia e Francia.

La voce **Riclassifiche** include riclassifiche tra classi di cespiti differenti, relativamente allo sviluppo di parchi eolici in costruzione nel Regno Unito ed i Francia.

La voce **Ripristini/(Svalutazioni)** si riferisce principalmente (circa 3 milioni di Euro) alla svalutazione effettuata per gli impianti destinati ad essere smantellati a seguito dell'ottenimento dell'Autorizzazione Unica su un progetto di Repowering; La voce **Altre variazioni** si riferisce principalmente per circa 5 milioni di Euro alla capitalizzazione di interessi relativi ai parchi in costruzione nel Regno Unito, Polonia e Svezia, oltre che alla variazione dell'effetto dei cambi avvenuta nel periodo per circa 6 milioni di Euro.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari**.

## NOTA 18 - ATTIVITÀ PER DIRITTI DI UTILIZZO

Si riporta nella tabella seguente la movimentazione della voce attività per diritti di utilizzo nel periodo:

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
<b>SALDO AL 31/12/2021</b>	<b>124.328</b>	<b>564</b>	<b>33</b>	<b>1.738</b>	<b>126.663</b>
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	6.682	338	-	362	7.382
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	9.046	-	-	-	9.046
Eliminazione di attività per il diritto di utilizzo	(6)	-	-	(213)	(219)
Ammortamento dell'esercizio	(3.526)	(31)	(21)	(596)	(4.174)
<b>SALDO AL 30/06/2022</b>	<b>136.524</b>	<b>871</b>	<b>12</b>	<b>1.291</b>	<b>138.698</b>

L'incremento del periodo della voce terreni e fabbricati è riconducibile, principalmente, all'iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni dei parchi fotovoltaici riferiti alla già commentata business combination Valentia; oltre che sui terreni dei parchi eolici entrati in esercizio nel 2022 in Francia e Polonia.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di asset** nella sezione **VIII. Altre Note**.

## NOTA 19 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

(migliaia di Euro)	30/06/2022	Incrementi	Decrementi	31/12/2021
Fondo oneri smantellamento	66.534	5.860	(234)	60.908
<b>Totale</b>	<b>66.534</b>	<b>5.860</b>	<b>(234)</b>	<b>60.908</b>

La movimentazione dell'esercizio è principalmente legata agli incrementi relativi all'iscrizione del fondo smantellamento dei parchi eolici di Craiggore ed Evishagaran entrati in esercizio all'inizio del 2022 e alla rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino dei parchi eolici e solari ed in particolare rappresentata dal *reversal* dell'effetto attualizzazione.

## NOTA 20 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

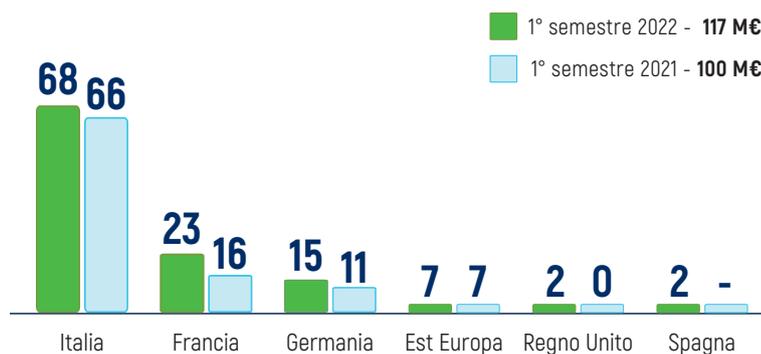
(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
Ammortamenti Autorizzazioni e Concessioni	24.276	23.188	1.089
Ammortamenti Altre Attività Immateriali	956	1.034	(78)
<b>Totale</b>	<b>25.232</b>	<b>24.221</b>	<b>1.011</b>
Ammortamenti Immobili, Impianti e Macchinari	81.392	73.409	7.983
Ammortamenti di attività per diritti di utilizzo	4.174	2.976	1.198
<b>Totale</b>	<b>85.565</b>	<b>76.385</b>	<b>9.180</b>
Svalutazioni (Ripristini) di Altre attività immateriali	3.296	(15)	3.311
Svalutazioni (Ripristini) di Immobili, Impianti e Macchinari e Attività per diritti di utilizzo	3.229	(242)	3.471
<b>Totale</b>	<b>6.525</b>	<b>(257)</b>	<b>6.782</b>

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici e solari.

La variazione del periodo si riferisce principalmente al contributo apportato dagli asset eolici e solari acquisiti nell'esercizio per un importo pari a circa 7 milioni di Euro, alle svalutazioni del valore netto residuo degli impianti effettuata a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering ottenute nel semestre (circa 7 milioni di Euro) in Italia, parzialmente compensato dal raggiunto termine della vita utile di alcune componenti dei parchi eolici.

Nel grafico seguente viene fornito il dettaglio degli ammortamenti suddivisi per area geografica per il primo semestre 2022 e 2021:

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI



## NOTA 21 - IMPAIRMENT TEST

Lo IAS 36 precisa che a ogni data di riferimento del bilancio un'entità deve valutare l'esistenza di un'indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione durevole di valore. Se esiste un'indicazione di ciò, l'entità deve stimare il valore recuperabile dell'attività.

Nel valutare se esiste la suddetta indicazione l'entità deve considerare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di valore così come richiesto dal paragrafo 12 dello IAS 36.

A tale fine si è proceduto a considerare quello che lo IAS 36 definisce fonti interne ed esterne di informazione, tra le quali:

- Fonti esterne:
  - Significativa riduzione di valore degli asset;
  - Penalizzazione tecnologiche, di mercato, economiche e normative;
  - Incremento del tasso di attualizzazione;
  - Book value dei net assets superiore alla capitalizzazione di mercato.
  
- Fonti interne:
  - Evidenze di obsolescenza fisica;
  - Significativi cambiamenti interni con effetti negativi occorsi nel periodo o attesi nel futuro prossimo;
  - Evidenze da report interni che la performance è o sarà inferiore alle attese Budget.

Per tale analisi, si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati ed alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno.

Per tale analisi, il Gruppo ha fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati, alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno ed ha inoltre tenuto conto in linea con quanto richiesto dal Public Statement dell'ESMA del 13 maggio 2022 e dal Richiamo di Attenzione CONSOB n. 3/22 del successivo 19 maggio, dei fattori di discontinuità legati all'attuale contesto geopolitico ed energetico così come meglio descritti nel paragrafo "**Eventi bellici in Ucraina**".

Il Gruppo, di conseguenza, ha condotto le proprie analisi di sensitività per ogni area geografica, tenendo in particolare considerazione l'aggiornamento dello scenario energetico anche di medio-lungo termine e all'evoluzione del tasso di sconto come di seguito riepilogati.

- **Scenario energetico**

La crisi in Ucraina ha determinato un livello di incertezza che riguarda, in primo luogo, la durata degli effetti del conflitto e gli impatti sul prezzo dell'energia. Il conseguente aumento del prezzo delle materie prime ha richiesto risposte in termini di politiche monetarie e fiscali, di cui andranno valutate efficacia e ricadute sulle politiche industriali ed energetiche.

Anche in tale contesto di incertezza il Gruppo non ha ritenuto necessario elaborare una *sensitivity* specifica considerando diversi Scenari energetici, in quanto le stime e le proiezioni di Scenario, anche tenendo in considerazione benchmark di riferimento del settore, risultano essere in sensibile aumento, soprattutto nel breve/medio termine, rispetto alle previsioni di prezzo utilizzate ai fini dell'*impairment test* al 31 dicembre 2021.

- **Tasso di sconto**

La dinamica dei tassi conseguente ai fenomeni inflattivi correlati alla crisi energetica in atto, ha determinato un sensibile incremento dei tassi di sconto di riferimento in tutti i Paesi in cui il Gruppo opera. Si è proceduto pertanto ad effettuare una *sensitivity* aggiornando il calcolo del tasso di sconto al 30 giugno 2022, risultato in sensibile aumento rispetto ai valori di fine anno 2021. La metodologia di calcolo è coerente con quelle utilizzata per l'*impairment test* svolto per il Bilancio 2021.

A valle dell'esercizio di analisi degli indicatori interni ed esterni elencati precedentemente e del relativo esercizio di *sensitivity* sopra descritto, non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere una rideterminazione del valore degli assets allocati alle *Cash Generating Unit* identificate e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2021.

A tal riguardo, si ricorda che, dalle verifiche effettuate ai fini del Bilancio al 31 dicembre 2021, era risultata per tutti i gruppi di CGU oggetto di esame una differenza positiva (*headroom*) significativa tra valore recuperabile e valore contabile.

Gli amministratori continueranno a monitorare nel secondo semestre i possibili impatti conseguenti al perdurare delle incertezze e degli elementi di criticità che caratterizzano il quadro geopolitico, macroeconomico ed energetico di riferimento, ed in particolare valuteranno se il perdurare di tali elementi potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore in sede di *impairment test* a fine anno.

## NOTA 22 - PARTECIPAZIONI

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2022 è il seguente:

(migliaia di Euro)	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
<b>Partecipazioni:</b>			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	813	813
- in joint venture	-	262	262
- in imprese collegate	(0)	-	(0)
- in altre imprese	-	468	468
<b>TOTALE</b>	<b>(0)</b>	<b>1.543</b>	<b>1.543</b>

(migliaia di Euro)	Partecipazioni				Totale
	Imprese controllate non consolidate integralmente*	Imprese controllate a controllo congiunto	Imprese collegate	Altre imprese	
<b>31/12/2021</b>	155	262	11.231	465	12.113
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	-	-	(11.303)	-	(11.303)
<b>Movimenti del periodo:</b>					
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	658	-	-	3	661
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	-	-	-	-
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	-	72	-	72
<b>30/06/2022</b>	<b>813</b>	<b>262</b>	<b>(0)</b>	<b>468</b>	<b>1.543</b>

\* La voce comprende le società non operative.

Gli importi riclassificati ad **Attività destinate ad essere cedute** si riferiscono alla partecipazione detenuta da ERG Power S.r.l. nella Priolo Servizi S.C.p.A. per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 43 – Attività e Passività destinate ad essere cedute**. Si precisa che l'importo riclassificato si riferisce al saldo finale.

## NOTA 23 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto</b>	<b>0</b>	<b>62</b>	<b>(62)</b>
<i>Dividendi da altre imprese consolidate al costo</i>	-	-	-
<i>Conguaglio prezzo cessione partecipazione</i>	46	-	46
<i>Accantonamento rischi su partecipazione</i>	(118)	(5)	(113)
<i>Svalutazione partecipazioni</i>	-	-	-
<b>Totale Altri proventi (oneri) da partecipazione netti</b>	<b>(73)</b>	<b>(5)</b>	<b>(67)</b>
<b>Totale</b>	<b>(73)</b>	<b>56</b>	<b>(129)</b>

## NOTA 24 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021
Crediti vincolati - Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92	24.240	24.240
Depositi cauzionali e altro	7.970	8.993
<b>TOTALE</b>	<b>32.210</b>	<b>33.233</b>

I **crediti vincolati presso il Fondo di Giustizia** sono relativi alle somme versate in deposito dal Gruppo in attesa di giudizio presso il Tribunale di Avellino, con riferimento ai contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 12 – Altre passività non correnti**).

### Contributi Legge 488/92 delle società ERG Wind.

Nel periodo 2001-2005, precedentemente quindi all'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) delle relative società dal Gruppo International Power, erano stati assegnati alle medesime società fondi ai sensi della Legge 488/1992 per un totale di 53,6 milioni di Euro in relazione ad alcuni progetti per la realizzazione di parchi eolici.

Nel primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Avellino sulle modalità di assegnazione di tali contributi con specifico riferimento alla presunta falsità di alcuni dei documenti forniti in sede di richiesta.

Nel 2007 è stato disposto il sequestro degli incentivi ex Legge 488/1992 ancora da erogare (21,9 milioni di Euro) ed in data 30 settembre 2008 il Pubblico Ministero ha disposto il sequestro preventivo su sette parchi eolici. A seguito del deposito di una somma pari a 31,6 milioni di Euro da parte delle società coinvolte, nel corso del gennaio 2010 è stata disposta la restituzione dei parchi eolici sottoposti a sequestro preventivo, previo sequestro delle predette somme.

Tali importi sono poi successivamente stati trasferiti al Fondo Unico di Garanzia.

Dal 2012 si è aperto il giudizio di primo grado dinnanzi alla Sezione Penale del Tribunale di Avellino nei confronti delle suddette società e di altre persone fisiche imputate.

Tale giudizio si è concluso a dicembre 2020 con sentenza che ha disposto (i) l'assoluzione / il non luogo a procedere nei confronti di tutte le persone fisiche; (ii) l'assoluzione di alcune società con riferimento a 2 progetti con restituzione, immediatamente esecutiva, delle somme oggetto di sequestro preventivo, pari a circa 7,4 milioni di Euro e (iii) la condanna di alcune società con riferimento a 7 progetti, con confisca degli importi relativi ai contributi ex Legge 488/92 erogati alle stesse e già depositati presso il FUG per un importo complessivo pari a circa 24,2 milioni di Euro, con la previsione di sanzioni amministrative pecuniarie, per un ammontare totale pari a circa 0,5 milioni di Euro, e di sanzioni interdittive per la durata di 1 anno. La confisca, così come le sanzioni sopra indicate, non è comunque immediatamente esecutiva fino al passaggio in giudicato della sentenza.

Le società condannate hanno fatto appello avverso la sentenza del Tribunale di Avellino, nei termini di legge e il giudizio è ora pendente dinnanzi alla Corte d'Appello di Napoli.

La Procura della Repubblica non ha invece appellato la sentenza,

che è pertanto divenuta definitiva nella parte in cui assolve ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. ed ERG Wind Sicilia 2 S.r.l. (quest'ultima relativamente al solo progetto di Camporeale).

Nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi di cui alla Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi.

In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati i ricorsi straordinari avverso i decreti ministeriali di revoca, con contestuale istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati.

In data 27 luglio 2015 sono state notificate alle società beneficiarie le cartelle di pagamento relative alla restituzione degli incentivi, che sono state impuginate con la proposizione di giudizi di opposizione dinnanzi al Tribunale di Genova.

Nel contesto di tali procedimenti è stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia delle cartelle esattoriali, a fronte del deposito di fidejussioni bancarie per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (49 milioni di Euro). All'udienza del 23 ottobre 2018 il Giudice Civile, rilevando la pregiudizialità del procedimento instaurato con il ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ha disposto la sospensione delle cause civili in attesa della definizione del giudizio amministrativo. Anche i procedimenti conseguenti alla proposizione dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato risultano tuttora pendenti e, nonostante le note di sollecito depositate dalle ricorrenti, la pronuncia sull'istanza cautelare e quella sul merito non hanno avuto luogo neppure nell'anno 2021. Auspicabilmente, i ricorsi straordinari saranno decisi nel corso dell'anno 2022.

In considerazione: (i) delle garanzie rilasciate dal venditore delle società del Gruppo International Power ad ERG nel contratto di trasferimento delle partecipazioni nelle suddette società, (ii) dell'accordo transattivo perfezionato tra il medesimo venditore ed ERG in data 19 dicembre 2016, nel quale tali garanzie sono state confermate e ulteriormente dettagliate, nonché (iii) del fatto che nel Bilancio 2013 era già stata stanziata una passività di importo corrispondente al valore nominale degli incentivi di cui il Ministero dello Sviluppo Economico ha chiesto la restituzione (cfr. la definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 12 – Altre passività non correnti**)), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti.

## IV. FONDI E PASSIVITÀ POTENZIALI

### NOTA 25 - FONDO BUSINESS DISMESSI

(migliaia di Euro)	30/06/2022	Incrementi	Decrementi	31/12/2021
Fondo business dismessi	78.539	5.545	(1.909)	74.903
<b>Totale</b>	<b>78.539</b>	<b>5.545</b>	<b>(1.909)</b>	<b>74.903</b>

Gli incrementi pari a circa 5 milioni di Euro si riferiscono principalmente ad un accantonamento effettuato a fronte di oneri futuri derivanti dalla ridefinizione dell'assetto strategico del Gruppo in corso di finalizzazione nel 2022.

Il decremento pari a 2 milioni di Euro del fondo business dismessi è principalmente dovuto all'utilizzo per la definizione di alcune passività pregresse.

Il **"Fondo Business dismessi"** accoglie gli stanziamenti di natura tributaria, ambientale o legale derivanti dalle operazioni del Gruppo ante 2018, anno nel quale il Gruppo ha concluso il proprio percorso di trasformazione industriale, avviato negli esercizi precedenti, che ha determinato l'uscita definitiva dai business **OIL**.

Tale percorso si è sostanziato in due passaggi fondamentali:

- la cessione dell'ultima quota detenuta in ISAB S.r.l., in data 30 dicembre 2013, che ha segnato l'uscita dal business della **Raffinazione costiera**,
- la cessione della propria quota in TotalErg S.p.A., in data 10 gennaio 2018, che ha determinato l'uscita dal business del **Downstream integrato**.

Nonostante il Gruppo ERG non risulti quindi più un operatore attivo nel settore petrolifero, rimangono ancora in essere alcune passività legate alla precedente attività industriale e non ancora definite compiutamente.

Di seguito si riepilogano le principali tematiche sottostanti lo stanziamento:

- con riferimento alla controversia a suo tempo instaurata da ERG Raffinerie Mediterranee (ora ERG S.p.A.) con le Autorità Tributarie in merito all'applicazione delle **tasse portuali** agli imbarchi e sbarchi presso il pontile di Santa Panagia, si ricorda che in data 6 aprile 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa si è pronunciata nel merito accogliendo parzialmente il ricorso della Società e dichiarando non dovute le tasse portuali fino a tutto il 2006, dichiarandole invece dovute a partire dal 2007. La sentenza di primo grado è stata impugnata nei termini dall'Agenzia delle Dogane e da ERG con appello incidentale relativamente al periodo successivo al 2006.
- La sentenza di secondo grado, emessa dalla Commissione Tributaria Regionale e depositata in data 27 maggio 2013, ha definito l'appello riformando la sentenza di primo grado in senso negativo per ERG.

A seguito di un'approfondita valutazione delle motivazioni della sentenza di secondo grado, la Società ha deciso di ricorrere per Cassazione, ritenendo le proprie ragioni solidamente fondate (in particolare riguardo alla nozione di porto ai sensi della Legge 84/94 e alla presunta valenza novativa o retroattiva dell'art. 1 comma 986 della Legge

Finanziaria per il 2007). La Commissione Tributaria Regionale di Siracusa in data 4 novembre 2013 ha accolto la richiesta di sospensiva dell'efficacia della sentenza di secondo grado a fronte del rilascio di una fideiussione assicurativa a prima richiesta in favore dell'Agenzia delle Dogane. Con ordinanza depositata in data 30 settembre 2019 la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso della società ed ha, di conseguenza, riformato – cassandolo con rinvio – l'impugnato provvedimento della Commissione Tributaria Regionale (CTR). Il giudizio è stato pertanto riassunto nei termini di legge dinnanzi alla CTR affinché quest'ultima, in diversa composizione rispetto alla precedente fase dibattimentale, tratti nuovamente il merito della questione. Siamo in attesa della fissazione dell'udienza. A partire dal 2007, i tributi di riferimento sono stati rilevati a Conto Economico per competenza.

- Con riferimento al **rischio ambientale**, per quanto riguarda il Sito Sud la probabilità di esposizione a passività potenziali è giudicata remota in quanto il rischio in commento è già circoscritto dalla transazione sottoscritta con il Ministero dell'Ambiente nell'agosto 2011 e registrata dalla Corte dei Conti in data 20 dicembre 2011 e quantificato dal Settlement Agreement sottoscritto in data 30 dicembre 2013 tra ERG S.p.A. e Lukoil. Per quanto riguarda il Sito Nord, in dipendenza del duplice meccanismo di garanzie derivante sia dal contratto perfezionato con ENI (precedente proprietario del sito), che da quello perfezionato con Lukoil (nuovo proprietario) ne deriva quanto segue:  
(i) per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1°ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente; (ii) con riferimento ai potenziali danni relativi al periodo 1°ottobre 2002 – 1°dicembre 2008 e derivanti dalla violazione delle garanzie ambientali rilasciate da ERG, risponde quest'ultima.

Alla responsabilità contrattuale di ERG nei confronti di Lukoil si applicano le seguenti limitazioni: (a) limite massimo superiore applicabile pari al prezzo di cessione della partecipazione in ISAB S.r.l.; (b) le garanzie ambientali hanno una durata di 10 anni e sono scadute a dicembre 2018; e (c) nel caso di incerta identificazione del periodo cui si riferisce il potenziale danno si applica un décalage che si è concluso a fine 2018. Nel contratto con Lukoil è prevista una responsabilità di ERG illimitata nel tempo per i potenziali danni legati a eventi noti al momento di stipula del contratto (Known Environmental Matters). Fino a un importo di 33,4 milioni di Euro gli oneri sono ripartiti tra ERG e Lukoil (51% e 49%), mentre oltre tale importo ERG si farà carico integralmente degli eventuali oneri ulteriori.

In data 9 settembre 2017 il Ministero dell'Ambiente ha diffidato alcune delle aziende del sito di Priolo, tra cui ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A., a provvedere alla bonifica della Rada di Augusta. La richiesta risulta illegittima e, pertanto, è stata impugnata dinnanzi al Giudice amministrativo (si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza di discussione).

In data 30 ottobre 2020 e, successivamente, in data 11 giugno 2021 nonché in data 30 maggio 2022 sono stati notificati da ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A. tre ulteriori ricorsi per motivi aggiunti per l'annullamento, rispettivamente (i) della nota prot. 0064419 del 14 agosto 2020 con cui il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha indetto una conferenza di servizi istruttoria per valutare la Relazione predisposta nel gennaio 2020 da Ispra e IAS-CNR, avente ad oggetto il "Sito di interesse nazionale di Priolo Rada di Augusta" (ii) il Decreto del Ministero della Transizione Ecologica, Direzione Generale per il Risanamento Ambientale prot. N. 50 del 15 aprile 2021, con cui il Ministero ha approvato la relazione Ispra e IAS -CNR ritenendola documento idoneo sulla cui base redigere un piano di intervento di bonifica nella Rada di Augusta; e (iii) la nota prot. N. 42114 del 1° aprile 2022 con

cui il Ministero della Transizione Ecologica – Direzione Generale Uso Sostenibile del Suolo e delle Risorse Idriche, ha trasmesso il piano di intervento per la definizione dei valori di intervento dei sedimenti nella Rada di Augusta (SIN Priolo)”, redatto dall’ISPRA. Tali atti sono stati impugnati perché la nuova iniziativa del Ministero è stata intrapresa sulla scorta dei medesimi (erronei) presupposti che erano posti a fondamento della diffida del 2017.

ERG S.p.A. non è parte del procedimento, ma le tematiche ambientali relative alla Rada di Augusta rilevano nell’ambito delle garanzie ambientali presenti nei vari contratti con ENI e Lukoil.

- Con riferimento alla cessione di TotalErg ed in particolare alle garanzie concesse all’acquirente su passività potenziali pregresse (*retained matters* ed altre passività potenziali pregresse), si è proceduto alla miglior stima dell’onere sulla base delle informazioni disponibili al management e tenuto conto dell’ampiezza del numero degli elementi sottostanti e di tutti i possibili risultati delle relative tematiche.

## NOTA 26 - ALTRI FONDI

(migliaia di Euro)	Porzione non corrente	Porzione corrente	30/06/2022	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2021
Fondo rischi fiscali	12.819	8.021	20.839	411	(3.987)	769	23.647
Fondo rischi verso controparti istituzionali	-	26.552	26.552	176	(47)	-	26.423
Fondo rischi legali	-	4.214	4.214	165	(340)	-	4.389
Altri fondi rischi e oneri	3.228	9.016	12.245	217	(1.105)	-	13.133
<b>Totale altri fondi</b>	<b>16.047</b>	<b>47.803</b>	<b>63.850</b>	<b>969</b>	<b>(5.479)</b>	<b>769</b>	<b>67.591</b>

Il **fondo rischi fiscali** accoglie, tra gli altri, l’accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di imposte locali instaurato a seguito della diversa interpretazione fornita dalle Agenzie delle Entrate circa l’applicazione delle disposizioni normative introdotte dalla Legge 208/2015 (in particolare, le torri eoliche sono state ritenute da parte delle Agenzie rilevanti ai fini della determinazione della rendita catastale).

Le variazioni del periodo si riferiscono principalmente all’accantonamento e al rilascio a seguito delle evoluzioni giudiziali del sopracitato contenzioso sulle imposte locali.

Il **fondo rischi verso controparti istituzionali** è riferito ai seguenti rischi:

- oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (15,6 milioni di Euro), relativi a parchi eolici acquisiti nell’ambito dell’operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 24 – Altre attività finanziarie non correnti**. Si precisa che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore e pertanto si è proceduto a stanziare il relativo credito nelle “Altre attività non correnti”;
- oneri potenziali società estere (9 milioni di Euro) relativo a potenziali passività relative alla Romania, rilevato nel 2015, in occasione dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew.

Il **fondo rischi legali** è relativo principalmente a fondi rischi riferiti al business eolico e solare.

La voce **altri fondi rischi ed oneri** i movimenti del periodo si riferiscono a contenziosi afferenti il business eolico oltre che all'utilizzo rilevato nel periodo legato alle operazioni di Repositioning delle partecipazioni all'interno del sociogramma del Gruppo.

## NOTA 27 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività.

Laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo, il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile e fornisce la relativa informativa.

Nelle note al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato vengono illustrate le passività potenziali significative rappresentate da:

- obbligazioni possibili (ma non probabili), derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri non totalmente sotto il controllo dell'impresa;
- obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento potrebbe non essere oneroso.

Ai fini del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non si segnalano obbligazioni rientranti nella sopra descritta definizione.

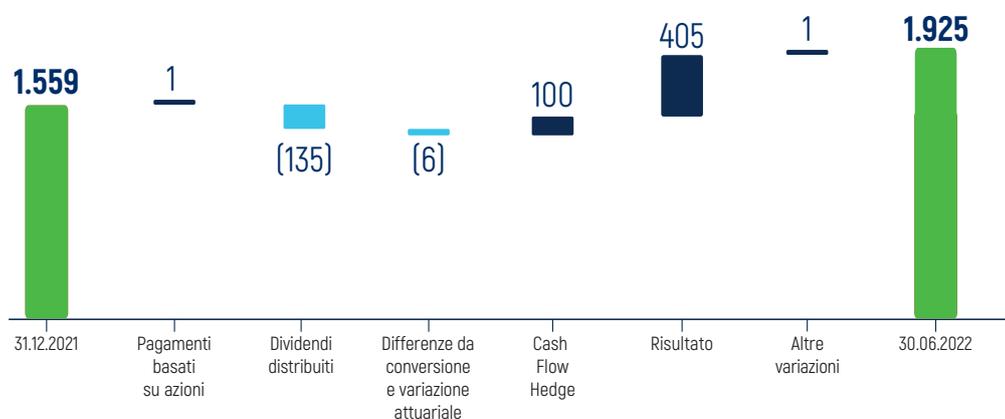
## V. GESTIONE FINANZIARIA

### FONDI PROPRI

#### NOTA 28 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

Si riporta di seguito, la variazione del patrimonio netto intervenuta nel periodo:

#### VARIAZIONE DEL PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE (M/€)



(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021
<b>Capitale Sociale</b>	<b>15.032</b>	<b>15.032</b>
Riserva sovrapprezzo azioni	69.166	69.166
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di fusione	251.706	251.706
Riserva di Cash Flow Hedge	(97.802)	(197.831)
Riserva di traduzione	(1.312)	4.608
Altre riserve	775.113	621.739
<b>Totale Riserve</b>	<b>1.067.052</b>	<b>819.568</b>
<b>Utili portati a nuovo</b>	<b>438.028</b>	<b>551.486</b>
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>404.835</b>	<b>172.897</b>
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>	<b>1.924.947</b>	<b>1.558.982</b>
Partecipazioni di terzi	9.889	9.639
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>1.934.836</b>	<b>1.568.621</b>

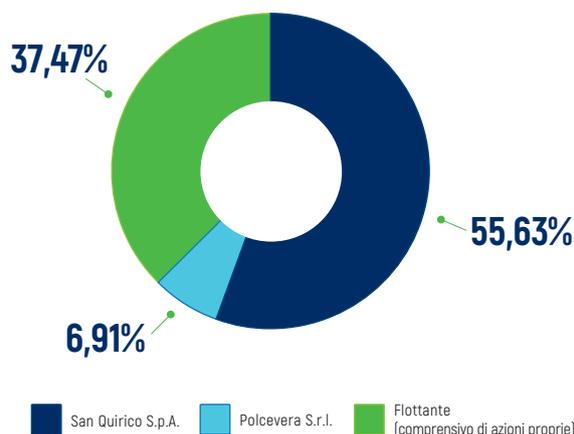
## Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2022, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro cadauna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2021).

Alla data del 30 giugno 2022 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la seguente situazione:

- San Quirico S.p.A. è titolare di n. 83.619.940 azioni pari al 55,628%;
- Polcevera S.r.l. è titolare di n. 10.380.060 azioni pari al 6,905%.

Alla data del 30 giugno 2022 la San Quirico S.p.A. e la Polcevera S.r.l. risultano controllate dalle famiglie Garrone e Mondini, eredi del fondatore del Gruppo ERG, Edoardo Garrone.



## Azioni proprie

### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Le azioni proprie sono iscritte in riduzione del patrimonio netto. In caso di riacquisto di azioni rilevate nel patrimonio netto, il corrispettivo versato, compresi i costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a riduzione del patrimonio netto. Le azioni così riacquistate sono classificate come azioni proprie e rilevate

nella riserva per azioni proprie. Il corrispettivo ricevuto dalla successiva vendita o riemissione di azioni proprie viene rilevato ad incremento del patrimonio netto. L'eventuale differenza positiva o negativa derivante dall'operazione viene rilevata nella riserva da sovrapprezzo azioni.

Le azioni proprie alla data di redazione del presente documento ammontano a n. 782.080 a seguito dell'assegnazione ai relativi beneficiari del Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2018-2020) di n. 668.000 azioni proprie ERG con data di regolamento del trasferimento il 6 maggio 2021, per un valore complessivo pari a 4.593 migliaia di Euro al prezzo medio di carico pari ad Euro 6,88.

L'Assemblea Ordinaria in data 26 aprile 2022 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2021 – per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 26 aprile 2022, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 azioni ordinarie ERG, del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna, ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Questo allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo Bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e con le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti

e cioè "sui mercati regolamentati o sui sistemi multilaterali di negoziazione secondo modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione dei mercati stessi, che non consentano l'abbinamento diretto delle proposte di negoziazione in acquisto con predeterminate proposte di negoziazione in vendita".

L'Assemblea Ordinaria ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2021 – per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 26 aprile 2022, ad alienare, in una o più volte, e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione.

### Dividendi

Nel corso del primo semestre 2022 ERG S.p.A. ha pagato dividendi per un valore complessivo pari a 134,6 milioni di Euro pari a 0,90 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola. Nel corrispondente periodo dell'anno precedente erano stati distribuiti dividendi pari a 112,2 milioni di Euro pari a 0,75 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola.

### Informazioni integrative sul capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato. In tale contesto, Il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi alla data di redazione del presente documento.

### Riserva di cash flow hedge

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura pari a 100.028 migliaia di Euro si rimanda al Prospetto di Conto Economico Complessivo. Si segnala che all'interno della variazione sopracitata sono incluse variazioni di fair value riclassificate nell'utile (perdita) del periodo per 225.511 migliaia di Euro (al lordo del relativo effetto fiscale) riferibili alla chiusura di posizioni di copertura relative alla cessione di attività operative cessate, presentate nel prospetto di conto economico in accordo con l'IFRS 5.

## NOTA 29 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

Le Partecipazioni di terzi si riferiscono al consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di altri soci:

Società	% azionisti terzi	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	9.889	1.834

Si segnala, inoltre, che sono stati corrisposti dividendi alle partecipazioni di minoranza per un importo pari a 1.584 migliaia di Euro.

## POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

Ai fini della definizione della posizione finanziaria netta a partire dal Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2021 si fa riferimento a quanto indicato sull'argomento nel Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

Nel dettaglio la Posizione finanziaria netta è così composta:

A. Disponibilità liquide

B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide

C. Altre attività finanziarie correnti

D. Liquidità (A) + (B) + (C)

E. Debito finanziario corrente

F. Parte corrente del debito finanziario non corrente

G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)

H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)

I. Debito finanziario non corrente

J. Strumenti di debito

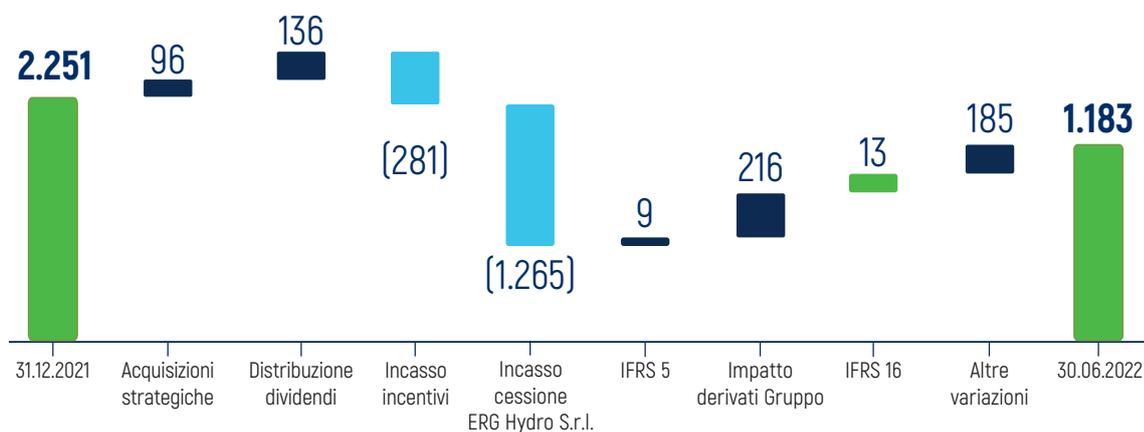
K. Debiti commerciali e altri debiti correnti

L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)

M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2022	31/12/2021
A. Disponibilità liquide	30	814.808	860.352
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	31 - 32	401.326	491.000
<b>D. Liquidità (A+B+C)</b>		<b>1.216.134</b>	<b>1.351.353</b>
E. Debito finanziario corrente	33	(81.229)	(1.056.800)
E. Debito finanziario corrente - strumenti valutati al Fair Value	35	(85.542)	(55.856)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - mutui, finanziamenti e project financing	33	(278.619)	(283.525)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - altri debiti	33	(12.155)	(2.363)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	(5.998)	(6.282)
<b>G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)</b>		<b>(463.542)</b>	<b>(1.404.825)</b>
<b>H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)</b>		<b>752.592</b>	<b>(53.473)</b>
I. Debito finanziario non corrente	33	(193.981)	(459.357)
I. Debito finanziario non corrente - Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	(135.885)	(122.663)
J. Obbligazioni emesse	33	(1.592.051)	(1.591.093)
K. Debiti commerciali e altri debiti	33	(13.726)	(13.637)
K. Debiti commerciali e altri debiti (strumenti valutati al Fair value)	35	-	(10.392)
<b>L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)</b>		<b>(1.935.643)</b>	<b>(2.197.143)</b>
<b>M. Indebitamento finanziario netto (H+L)</b>		<b>(1.183.051)</b>	<b>(2.250.616)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto Attività destinate ad essere cedute</b>		<b>(9.354)</b>	<b>(69.088)</b>

### ANALISI DELLA VARIAZIONE DELLA POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (M/€)



Si riporta nella tabella seguente la riconciliazione tra la posizione finanziaria netta e l'indebitamento finanziario netto riportato in Relazione sulla Gestione.

	30/06/2022	31/12/2021
<b>Indebitamento Finanziario Netto</b>	<b>(1.183.051)</b>	<b>(2.250.616)</b>
Esclusione impatto IFRS 16 (passività finanziarie per leasing)	141.883	129.047
Esclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati IRS	3.698	984
Esclusione quota a lungo Fair value positivo Prehedge S.p.A.	18.925	-
<b>Indebitamento Finanziario Netto Attività Continue</b>	<b>(1.018.546)</b>	<b>(2.120.584)</b>
Inclusione passività operative destinate ad essere cedute	9.354	69.088
<b>Indebitamento Finanziario Netto Finale</b>	<b>(1.009.191)</b>	<b>(2.051.496)</b>

### Indebitamento indiretto e soggetto a condizioni

Secondo quanto previsto dagli Orientamenti ESMA si riporta di seguito la descrizione e la natura dell'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2022.

L'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2022 ammonta a circa 338 milioni di Euro, principalmente riconducibili allo sviluppo di parchi eolici nel Regno Unito, Francia, Polonia e Svezia (circa 120 milioni di Euro) e allo sviluppo di progetti di Repowering e Revamping su parchi eolici e impianti fotovoltaici in Italia per circa 220 milioni di Euro.

### NOTA 30 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari a 815 milioni di Euro al 30 giugno 2022 (860 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo, depositate a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente per un importo pari a 805 milioni di Euro, oltre che dalla giacenza sui conti delle società eoliche e solari partecipate da ERG Power Generation S.p.A. secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing per un importo pari a circa 55 milioni di Euro. Per quanto riguarda la liquidità destinata si rimanda a quanto commentato nella [Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari](#).

### NOTA 31 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	22.623	984	
<b>Totale parte non corrente</b>	<b>22.623</b>	<b>984</b>	
Fair value Prehedge a copertura dei tassi di interesse	20.947	-	✓
Crediti per derivati di copertura su commodities	-	87.436	
Crediti per derivati non di copertura su commodities	-	66.718	✓
<b>Totale parte corrente</b>	<b>20.947</b>	<b>154.154</b>	

La quota non corrente pari a circa 23 milioni di Euro, si riferisce per circa 4 milioni di Euro alla componente positiva degli strumenti finanziari derivati di copertura dei tassi di interesse su alcune società estere e su una società italiana oltre che per circa 19 milioni di Euro a strumenti di copertura "Prehedge" di ERG S.p.A.

La quota corrente, pari a 21 milioni di Euro al 30 giugno 2022 (154 milioni di Euro al 31 dicembre 2021), è costituita dagli strumenti di copertura "Prehedge" di ERG S.p.A. Si ricorda che al 31 dicembre 2021 la voce era composta da crediti per derivati di copertura su commodities per 87,4 milioni di Euro riferiti al fair value attivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, i quali non rientrano nella classificazione di attività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta; oltre che dal fair value dei crediti per derivati su commodities con consegna fisica per un importo pari a 67 milioni di Euro.

### NOTA 32 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

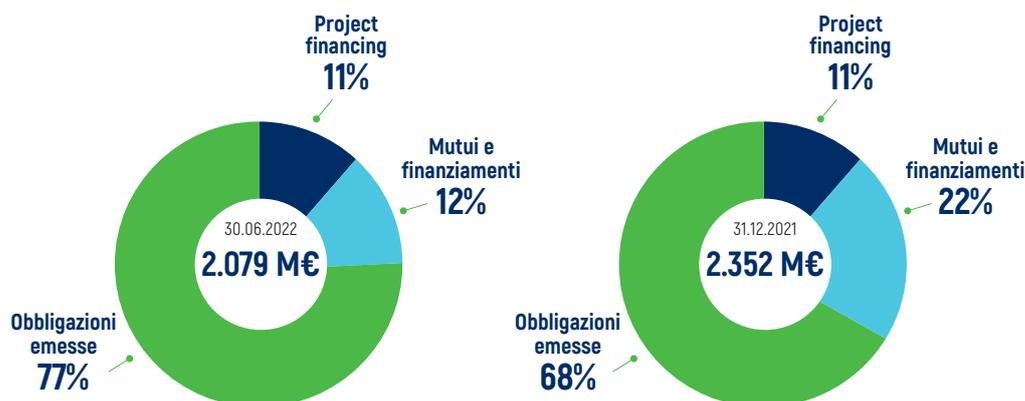
La voce pari a 380 milioni di Euro al 30 giugno 2022, interamente ricompresa nella posizione finanziaria netta, (424 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) è costituita principalmente da impieghi a breve di liquidità (250 milioni di Euro) e da depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures" per circa 126 milioni di Euro.

### NOTA 33 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2022				31/12/2021			
	Valore contabile			Valore nominale	Valore contabile			Valore nominale
	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale
Obbligazioni emesse	6.002	1.592.051	1.598.053	1.600.000	7.076	1.591.093	1.598.170	1.600.000
Mutui e finanziamenti	247.739	0	247.739	250.000	257.080	248.977	506.057	510.000
Project financing	30.880	193.981	224.861	229.507	26.444	210.380	236.825	242.308
<b>Totale Debito Medio Lungo Termine</b>	<b>284.621</b>	<b>1.786.032</b>	<b>2.070.653</b>	<b>2.079.507</b>	<b>290.601</b>	<b>2.050.451</b>	<b>2.341.052</b>	<b>2.352.308</b>
Debiti verso banche	75.227	0	75.227	75.227	1.049.724	-	1.049.724	1.049.724
Altri debiti	12.136	13.729	25.865	25.865	2.363	13.637	16.000	16.000
<b>Totale Altri Debiti</b>	<b>87.363</b>	<b>13.729</b>	<b>101.092</b>	<b>101.092</b>	<b>1.052.087</b>	<b>13.637</b>	<b>1.065.724</b>	<b>1.065.724</b>
<b>Totale Passività Finanziarie</b>	<b>371.983</b>	<b>1.799.761</b>	<b>2.171.744</b>	<b>2.180.599</b>	<b>1.342.688</b>	<b>2.064.088</b>	<b>3.406.776</b>	<b>3.418.032</b>

\* Nella quota corrente dei mutui e finanziamenti è ricompreso il reversal del gain IFRS 9.

Nei grafici seguenti si riporta la composizione in percentuale dell'outstanding nominale del debito a medio-lungo termine:



## Financial Strategy e Sustainable Finance

La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è sempre più orientata a strumenti green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo.

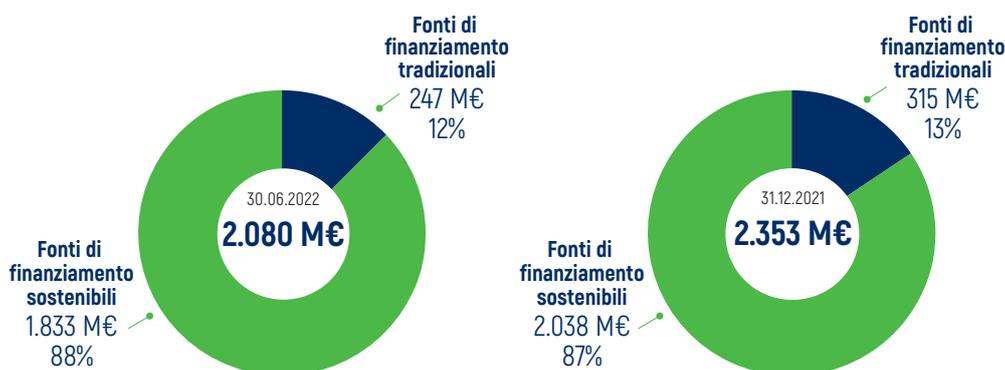
Negli ultimi due anni ERG ha attuato una strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria da Project Financing a Corporate Financing, attraverso importanti operazioni di liability management e la contestuale emissione di tre prestiti obbligazionari rispettivamente ad aprile 2019, settembre 2020 e settembre 2021. Questa strategia ha permesso di ri-bilanciare la struttura finanziaria di Gruppo a favore del financing su base corporate e di trasformare la struttura del debito da fonti di finanziamento tradizionale verso fonti di finanziamento sostenibili.

A conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile, le tre emissioni green per un totale di Euro 1.600 milioni sono state strutturate come Green Bonds sulla base dell'ERG Green Bond Framework, certificato dall'advisor indipendente Vigeo Eiris, come conforme ai Green Bond Principles 2021 ed in linea con le best market practices.

Al 30 Giugno 2022 le fonti di Sustainable Finance, pari a 1.833 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.080 milioni di valore nominale (2.038 milioni di Euro al 31 dicembre 2021 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.352 milioni di valore nominale) comprendono:

- *Green Bonds*, per complessivi Euro 1.600 milioni (ammontare invariato rispetto al 31 dicembre 2021), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari recentemente entrati a far parte del portafoglio del Gruppo;
- *Finanziamenti "Environmental, Social e Governance Linked"* senior unsecured a medio lungo termine ("ESG Loans"), per complessivi Euro 150 milioni (pari a Euro 350 milioni al 31 dicembre 2021), che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di risparmio di emissioni CO<sub>2</sub>;
- *ESG Linked Project Green Financing*, per complessivi Euro 83 milioni, pari ad Euro 88 al 31 dicembre 2021, sottoscritto per tre parchi eolici in Italia di complessivi 154MW di capacità e strutturato nel rispetto dei "Sustainability Linked Loan Principles" emessi dal Loan Market Association. Tale finanziamento prevede la periodica rilevazione di parametri di sostenibilità, e meccanismi premianti legati al raggiungimento di obiettivi in termini di disponibilità degli impianti e produzione di energia green.

La composizione delle fonti di finanziamento mostra una progressiva convergenza verso l'obiettivo di "sustainable funding" pari ad almeno il 90% delle fonti di finanziamento del Gruppo così come delineato nel nuovo piano ESG 2022-2026



Al 30 giugno 2022 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing era del 1,27% (1,15% al 31 dicembre 2021). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Si precisa che il tasso medio del debito comprensivo delle operazioni di copertura è stato pari a 1,39% (1,38% nel 2021).

Le **obbligazioni emesse** pari 1.598 milioni di Euro al 30 giugno 2022 (1.598 al 31 dicembre 2021), includono:

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore nominale	Valore contabile
Green Bond	XS1981060624	1,88%	11-apr-19	11-apr-25	99,67%	1,93%	Fitch: BBB-	500.000	499.947
Green Bond	XS2229434852	0,50%	11-set-20	11-set-27	99,21%	0,62%	Fitch: BBB-	500.000	497.143
Green Bond	XS2229434852	0,50%	23-dic-20	11-set-27	101,10%	0,33%	Fitch: BBB-	100.000	100.878
Green Bond	XS2386650274	0,88%	15-set-21	15-set-31	99,75%	0,90%	Fitch: BBB-	500.000	500.085
								<b>1.600.000</b>	<b>1.598.052</b>

Il debito per prestiti obbligazionari è esposto al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un valore di 9,8 milioni di Euro. Tali costi sono stati rilevati negli oneri finanziari del semestre secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 0,9 milioni di Euro.

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 8 milioni di Euro di interessi maturati nel periodo.

I **Mutui e finanziamenti**, pari a 248 milioni di Euro al 30 giugno 2022 (506 milioni al 31 dicembre 2021) si riferiscono a:

- un Environmental, Social e Governance senior loan ("ESG Loans") con Mediobanca S.p.A. (150 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016 e rifinanziato nel quarto trimestre 2021 (prima corporate loan bilaterale);
- un corporate loan bilaterale con UBI Banca S.p.A. (ora Gruppo Intesasanpaolo) (100 milioni) sottoscritto nel primo semestre 2016, il cui rimborso è previsto nel primo trimestre 2023.

La variazione rispetto al 31 dicembre 2021 si riferisce al rimborso di tre corporate loans avvenuta nel primo trimestre 2022 per un importo pari a 260 milioni di Euro.

Erogazione	Tipo Finanziamento	Banca erogatrice	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2016	Corporate loan bilaterale	Mediobanca S.p.a.	2023	IRS: Euribor + Spread	148.281	150.000
2016	Corporate loan bilaterale	Intesa San Paolo	2023	IRS: Euribor + Spread	99.458	100.000
					<b>247.739</b>	<b>250.000</b>

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,5 milioni di Euro) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (1,8 milioni di Euro).

I **Project Financing** pari a 225 milioni di Euro al 30 giugno 2022 (237 milioni al 31 dicembre 2021) si riferiscono a:

- finanziamenti per 102 milioni di Euro relativi alla società Andromeda PV S.r.l.;
- finanziamenti per 123 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

Erogazione	Società	Tipo Finanziamento	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2017	ERG Eolica Fossa del Lupo	Project financing garantito	2027	IRS: Euribor + Spread	77.495	82.828
2015	EW Orneta 2 SP Z.O.O.	Project financing garantito	2029	IRS: Wibor + Spread	25.129	25.677
2018	ERG Windpark Linda GmbH & Co. KG	Project financing garantito	2038	Fisso	20.094	20.263
2010	Andromeda S.r.l.	Project financing garantito	2028	Fisso	102.141	102.304
<b>Totale</b>					<b>224.860</b>	<b>231.072</b>

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni di Euro) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (3,2 milioni di Euro).

I **Project financing** sono garantiti dall'asset sottostante. Si rimanda alla **Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari** per un commento sui relativi eventuali Covenants e negative pledge.

I **Debiti verso banche** pari a 75 milioni di Euro accolgono principalmente le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento. Tali erogazioni sono state utilizzate per gestire l'impatto sulla liquidità della regolazione giornaliera della variazione del *fair value* degli strumenti di copertura futures su commodities. La variazione del periodo (circa 970 milioni di Euro) si riferisce alla gestione delle sopraccitate linee di finanziamento da parte del Gruppo. Gli **Altri debiti** per la quota non corrente si riferiscono a componenti differite del corrispettivo di acquisizione di società operanti nel business eolico all'estero principalmente riconducibili all'acquisizione del progetto Ready to Build Erik in Svezia per circa 9,5 milioni di Euro.

Gli **Altri debiti** per la quota corrente si riferiscono a componenti differite del corrispettivo di acquisizione di società operanti nel business eolico all'estero per circa 2 milioni di Euro.

## NOTA 34 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie sorte a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 pari a 142 milioni di Euro (129 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) di cui 136 milioni di Euro (123 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) a medio lungo termine e 6 milioni di Euro a breve termine (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2021).

La passività si riferisce al valore attuale dei pagamenti dovuti e non versati alla data di decorrenza del leasing incrementata degli interessi impliciti maturati su tale passività e diminuita dei pagamenti effettuati del periodo.

L'incremento del periodo è riconducibile alle passività iscritte per l'acquisizione avvenuta nel periodo e per l'entrata in esercizio di alcuni parchi eolici in Francia e Polonia. Per maggiori dettagli si rimanda alla **Nota 45 – Business Combination e acquisizione di Asset**.

## NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2022	31/12/2021	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivati di copertura dei tassi di interesse	-	10.392	✓
Debiti per derivati di copertura su commodities	103.972	34.372	
<b>Totale parte non corrente</b>	<b>103.972</b>	<b>44.764</b>	
Debiti per derivati di copertura su commodities	67.681	115.001	
Debiti per derivati non di copertura su commodities	85.542	55.856	✓
<b>Totale parte corrente</b>	<b>153.223</b>	<b>170.857</b>	

La quota corrente pari a 153 milioni di Euro (171 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) è costituita per un importo pari a 68 milioni di Euro (115 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) da debiti per strumenti derivati di copertura su commodities riferiti al *fair value* passivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta; oltre che al *fair value* passivo riferito a contratti sull'energia con consegna fisica e *contract for difference* per 86 milioni di Euro (56 milioni di Euro al 31 dicembre 2021).

La quota non corrente pari a 104 milioni di Euro (45 milioni al 31 dicembre 2021) è costituita da debiti per derivati di copertura su commodities (34 milioni di Euro al 31 dicembre 2021) riferiti al *fair value* passivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta.

Si ricorda che al 31 dicembre 2021 la voce era composta anche dal Fair Value dei derivati di copertura sui tassi di interesse per un importo pari a 10 milioni di Euro; tale voce nel primo semestre 2022 è classificata alla voce Attività Finanziarie valutate al Fair Value per effetto del peggioramento dei tassi di interesse nel periodo.

Per maggiori dettagli sugli strumenti derivati adottati dal Gruppo si rimanda alla **Nota 38 – Informativa sui rischi finanziari**.

## NOTA 36 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022			1° semestre 2021		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	1.253	(532)	721	1.753	(3)	1.751
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	39	(1.907)	(1.868)	37	(5.175)	(5.137)
Interessi passivi su mutui/finanziamenti verso terzi	-	(181)	(181)	-	(7.088)	(7.088)
Interessi passivi su project financing	-	(12.971)	(12.971)	-	(5.707)	(5.707)
Operazioni Liability management	-	(3.018)	(3.018)	-	1.116	1.116
<b>Gestione liquidità/Costo del debito</b>	<b>1.292</b>	<b>(18.608)</b>	<b>(17.316)</b>	<b>1.791</b>	<b>(16.856)</b>	<b>(15.065)</b>
Proventi (oneri) finanziari diversi	5.170	(888)	4.281	2.491	(3.588)	(1.097)
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	86.166	(85.969)	197	35.492	(34.488)	1.004
Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9	0	(1.944)	(1.943)	-	(1.602)	(1.602)
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	-	(1.630)	(1.630)	-	(1.970)	(1.970)
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(2.476)	(2.476)	-	(1.865)	(1.865)
Differenze cambio	9	(328)	(319)	147	(80)	67
<b>Altri Proventi / (Oneri)</b>	<b>91.345</b>	<b>(93.235)</b>	<b>(1.890)</b>	<b>38.131</b>	<b>(43.594)</b>	<b>(5.463)</b>
<b>Totale</b>	<b>92.640</b>	<b>(111.842)</b>	<b>(19.206)</b>	<b>39.921</b>	<b>(60.450)</b>	<b>(20.528)</b>

Gli **interessi passivi su mutui/finanziamenti verso terzi** e gli **interessi passivi su project financing** inclusi nel costo del debito rappresentano la parte degli oneri finanziari relativa agli interessi contrattuali, mentre il loro adeguamento al tasso di interesse effettivo è rappresentata dalle voci "Rinegoziazione finanziamenti – IFRS 9" e "Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing".

La variazione delle voci **interessi passivi su mutui e finanziamenti verso terzi** e **interessi passivi su project financing** è riconducibile principalmente alle importanti operazioni di *liability management*, avviate nel corso del 2019 e proseguite nel corso del 2020 e 2021, che hanno portato ad una sensibile riduzione del costo del debito lordo nel periodo. La voce **operazioni liability management** include gli oneri straordinari legati alla chiusura di alcuni finanziamenti corporate e di alcuni project financing di alcune società operative eoliche e solari; oltre all'estinzione parziale del *fair value* relativo agli strumenti finanziari derivati a copertura dei tassi di interesse correlati.

La voce **proventi (oneri) finanziari derivati delta – fair value** si riferisce alla quota inefficace della variazione di *fair value* degli strumenti finanziari derivati.

La voce **rinegoziazione finanziamenti – IFRS 9** si riferisce all'effetto dell'applicazione del principio contabile IFRS 9 relativo alla rinegoziazione dei finanziamenti in essere ed include i proventi finanziari e i relativi *reversal* sulle operazioni di ristrutturazione.

La diminuzione degli oneri finanziari netti si riferisce agli effetti derivanti dalle importanti operazioni di *liability management* effettuate nel corso del 2021.

## NOTA 37 - STRUMENTI FINANZIARI

30/06/2022

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria, il valore contabile ed il fair value. Sono escluse le informazioni sul fair value delle attività e delle passività finanziarie non valutate al fair value, quando il valore contabile rappresenta una ragionevole approssimazione del fair value.

30/06/2022

(migliaia di Euro)	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL - altri	Strumenti FVOCI	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Partecipazioni	-	1.543	-	-	-	1.543	1.543	1.543			1.543
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	-	32.210	-	32.210	32.210		32.210		32.210
Interest rate swap di copertura	43.570	-	-	-	-	43.570	43.570		43.570		43.570
Derivati su commodities*											
Altri crediti finanziari correnti	-	-	-	378.357	-	378.357	378.357		378.357		378.357
Crediti commerciali	-	-	-	158.323	-	158.323	158.323				
Titoli finanziari correnti	-	-	-	-	-	-	-				-
Altri crediti	-	-	-	155.049	-	155.049	155.049		155.049		155.049
Disponibilità liquide	-	-	-	814.808	-	814.808	814.808				
<b>Totale attività</b>	<b>43.570</b>	<b>1.543</b>	<b>-</b>	<b>1.538.747</b>	<b>-</b>	<b>1.583.859</b>	<b>1.583.859</b>	<b>1.543</b>	<b>609.185</b>	<b>-</b>	<b>610.728</b>
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	247.739	247.739	249.319		249.319		249.319
Prestiti Obbligazionari	-	-	-	-	1.598.053	1.598.053	1.480.180		1.480.180		1.480.180
Project Financing no recourse	-	-	-	-	224.861	224.861	252.879		252.879		252.879
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	75.227	75.227	75.227		75.227		75.227
Debiti finanziari	-	-	-	-	25.865	25.865	25.865		25.865		25.865
Interest rate swap di copertura	-	-	-	-	-	-	-		-		-
Derivati su commodities*	171.654	85.542	-	-	-	257.195	257.195		257.195		257.195
Debiti commerciali	-	-	-	-	127.594	127.594	127.594				
Altri debiti	-	-	-	-	209.727	209.727	209.727		209.727		
<b>Totale passività</b>	<b>171.654</b>	<b>85.542</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.509.065</b>	<b>2.766.260</b>	<b>2.677.985</b>	<b>-</b>	<b>2.550.392</b>	<b>-</b>	<b>2.550.392</b>

(\*) La voce include anche il fair value dei Futures per cui è previsto il cash settlement anche delle open position (per cui il relativo fair value non è rinvenibile nel prospetto della situazione patrimoniale finanziaria in quanto già regolato).

Al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione, di cui viene indicato un riepilogo nella tabella sottostante:

Tipologia	Strumento	Modello di pricing	Strumento di calcolo	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
<b>Derivati su tasso di interesse</b>	Interest Rate Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	- Refinitiv Eikon	Level 2
	Interest Rate Option (Cap, Floor)	Black & Scholes	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap - Volatilità implicita tassi	- Refinitiv Eikon - Refinitiv Eikon	Level 2
<b>Derivati su commodity</b>	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	- Refinitiv Eikon	Level 2
	Formule gas		- FINCAD XL	- Cambi spot BCE		
	Commodity Future	Strumento quotato		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	- EEX via Refinitiv Eikon	Level 1
	Contract for Difference (Cfd)	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	- EEX via Refinitiv Eikon - Refinitiv Eikon	Level 2
<b>Derivati su tasso di cambio</b>	Compravendita a termine (Outright, FX Forward)	Discounted Cash Flow	- MS Excel	- Tassi d'interesse a breve (deposit rates) e a medio/lungo termine (swap rates) per entrambe le divise di riferimento. - Cambi spot BCE.	- Refinitiv Eikon	Level 2

## NOTA 38 - INFORMATIVA SUI RISCHI FINANZIARI

### Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio transattivo sul prezzo delle *commodities* e al rischio di variazione dei tassi di interesse, al 30 giugno 2022 sono i seguenti:

	Valore di nozionale				Fair Value	
	Scadenza 1 anno	Scadenza 1 anno a 5 anni	Scadenza oltre 5 anni	Totale Nominale	Attivo	Passivo
<i>(milioni di Euro)</i>						
<b>Gestione del rischio sul tasso di interesse</b>						
- Cash flow hedge	4	173	58	235	44	0
<i>(migliaia di Mwh)</i>						
<b>Gestione del rischio sul prezzo delle commodity</b>						
- Cash flow hedge	2.020	1.874	0	3.894	10	381
- Trading	1.301	639	0	1.940	154	154
<i>(milioni di Euro)</i>						
<b>Gestione del rischio sul tasso di cambio</b>						
- Trading	2	0	0	2	0	0
<b>Totale strumenti derivati</b>					<b>197</b>	<b>535</b>
- di cui in Cash flow Hedge					44	381
- di cui non in Cash flow Hedge					154	154

Con riferimento all'impatto sul Conto Economico complessivo degli strumenti derivati di copertura si rimanda al **Prospetto di Conto Economico Complessivo**.

### Rischio Climate Change

Per contrastare il cambiamento climatico già in atto, l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) ha messo in luce nelle sue pubblicazioni gli effetti che il riscaldamento globale potrà avere e in parte sta già avendo sul pianeta (tra gli altri – intensificarsi delle ondate di calore e di eventi meteorologici estremi, l'innalzamento del livello del mare, l'assottigliamento del ghiaccio marino artico e dei ghiacciai continentali) e l'importanza di limitare l'innalzamento delle temperature medie sotto i 2°C. Il percorso per raggiungere questo traguardo richiede interventi tempestivi in tutti i settori dell'economia e dell'industria su scala mondiale ed il settore dell'Energia rappresenta uno dei fattori chiave per garantire la sostenibilità del pianeta.

A giugno 2017, la Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), ha pubblicato una serie di raccomandazioni sulla rendicontazione dei rischi e delle relative opportunità, riprese anche dalla Commissione Europea nella pubblicazione di giugno 2019: le linee guida del TCFD richiedono di dare disclosure relativamente a quattro aree tematiche: **Governance; Strategy; Risk Management; Metrics & Targets**.

Il Piano "Repower EU", proposto dalla Commissione Europea l'8 marzo 2022, mira ad accelerare la Transizione Energetica Pulita, diversificare le Fonti Energetiche e risparmiare Energia. Le principali misure riportate nel Piano "Repower EU" sono:

- Spingere l'obiettivo europeo per le rinnovabili al 2030 dal 40% al 45%. Obiettivo della capacità installata rinnovabile

aumentata a 1.236 GW entro il 2030; Obiettivo solare fotovoltaico installato di 320 GW entro il 2025 e quasi 600 GW entro il 2030;

- Linee guida per l'abbreviazione e la semplificazione delle procedure autorizzative sia per gli impianti che per le infrastrutture di rete: durata del permitting di 1 anno per progetti *greenfield*, sei mesi per il repowering.

In considerazione di quanto sopra il Gruppo ha effettuato considerazioni circa i principali rischi connessi ai cambiamenti climatici nonché ai relativi possibili impatti sulle diverse aree di business aziendale.

Secondo l'approccio del Gruppo, i rischi generati dal *Climate Change* si possono ricondurre alle seguenti principali tipologie:

- **Variazione degli apporti da fonti rinnovabili** (vento e sole) che possono avere impatti sul business di ERG con conseguenze dal punto di vista economico-finanziario nel medio/lungo termine derivanti dalle possibili minori produzioni. Alla luce delle incertezze circa i potenziali effetti di un inasprimento delle condizioni climatiche nei territori in cui ERG è presente e dei potenziali effetti compensativi derivanti dalla sempre maggiore complementarità geografica del Gruppo, non si è ritenuto opportuno riflettere alcun effetto negativo nei Business Plan di medio (Piano Mercato) e lungo periodo (impairment test). Si segnala che, a seguito della cessione del business Hydro, il Gruppo non è peraltro più soggetto alla volatilità della disponibilità di risorse idriche che, in passato, si è rivelata più volatile di quella eolica e solare.
- **Eventi catastrofali** riferito in particolare a fenomeni fisici "acuti" e "cronici" legati ad eventi naturali estremi che possono provocare danni agli impianti produttivi impattando sulla *Business Continuity*. Rientrano nella categoria dei fenomeni "acuti" i rischi caratterizzati da probabilità di accadimento remota ma impatto potenzialmente catastrofico tra cui: gli incendi; i terremoti, i fenomeni vulcanici, gli uragani, gli tsunami / le alluvioni; mentre rientrano nella categoria degli eventi "cronici" l'aumento della temperatura media, innalzamento del livello del mare, riduzione della piovosità.
- **Cambiamenti regolatori, di Mercato** riferito in particolare ad eventuali cambiamenti di sussidi ed incentivi, cambiamento del quadro regolatorio, incertezza della domanda di energia elettrica, aumento pressione competitiva.

La strategia di gestione di tali rischi adottata dal Gruppo prevede:

- la riduzione degli impatti legati ad eventi catastrofali attraverso processi di Business Continuity Management (per la protezione fisica degli asset) e Piani di Disaster Recovery, in particolare in ambito ICT;
- la diversificazione tecnologica degli impianti di energia rinnovabile (es. Eolico e Solare) e la diversificazione geografica degli impianti di generazione, che riducono sia l'impatto che la probabilità di accadimento del rischio;
- la pianificazione delle fermate degli impianti rinnovabili sulla base di periodi a basso utilizzo di fonti rinnovabili, riducendone l'impatto;
- l'utilizzo di strumenti di previsione meteorologica più accurati (Vento e Sole) per definire piani di generazione e migliorare ulteriormente le strategie di gestione del Rischio di Volume nel breve termine;
- l'utilizzo di modelli statistici di analisi dei rischi, che consentono di quantificare gli impatti economici lungo la vita del Piano;
- il trasferimento dei rischi al mercato assicurativo. In particolare, risultano coperti tutti i fenomeni meteorologici estremi (Incendi; Terremoti; Fenomeni Vulcanici; Uragani; Tsunami / alluvioni);
- la riduzione degli impatti legati alla variazione degli apporti da fonti rinnovabili, dei cambiamenti regolatori e di Mercato principalmente attraverso la diversificazione geografica la quale permette al Gruppo di sfruttare al

meglio le sinergie dei territori nei quali sono situati i propri assets, e di conseguenza di mitigare gli impatti dei rischi sopracitati.

Si segnala peraltro che il Gruppo adotta strategie di gestione, prevenzione e protezione, al fine di ridurre i possibili impatti sui territori circostanti ai propri asset. Vengono inoltre condotti costanti interventi di verifica e manutenzione sugli asset più esposti agli eventi meteorologici estremi o a disastri naturali per garantire che questi siano nella miglior condizione possibile per far fronte ad eventi meteorologici estremi.

La totalità dei siti produttivi del Gruppo localizzati in Italia è inoltre soggetta alle certificazioni ambientali ISO e le potenziali fonti di rischio sono monitorate affinché ogni criticità possa essere rilevata tempestivamente.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nella [Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 2021](#) e nella [Relazione sulla Gestione 2021](#).

### Covenants e Negative pledge

Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenant dei finanziamenti di Gruppo risultano essere rispettati.

I suddetti debiti finanziari contengono *covenants* tipici del mercato finanziario, che pongono limiti alla società finanziata in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Tali contratti contengono anche dei *negative pledge*, clausole che prevedono in generale il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori e tutelano il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito.

Per quanto concerne invece gli impegni e le garanzie rilasciate a favore dei finanziatori, queste si riferiscono principalmente:

- i) al privilegio speciale sui beni mobili;
- ii) all'ipoteca sui beni immobili;
- iii) al pegno sui conti correnti vincolati;
- iv) al pegno sul 100% del capitale sociale (incluso il pegno del 100% del capitale sociale di eventuali società controllate).

Nella tabella seguente si riporta un dettaglio dei parametri finanziari relativi ai finanziamenti/Project Financing.

Semestrale 2022	Bilancio 2021	Project Financing	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default*
✓	✓	Project Financing ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	✓	HDSCR inferiore a 1,05x e FDSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Project Financing EW Orneta 2 Sp. z o.o.	✓	HDSCR inferiore a 1,10x e LLCR inferiore a 1,10x	✓
✓	✓	Project Financing Windpark Linda GmbH	✓	HDSCR inferiore a 1,05X	✓
✓	✓	Project Financing Andromeda PV S.r.l.	✓	Historical Annual DSCR e Projected Annual DSCR superiori a 1,10x	✓
✓	✓	Corporate Loan Mediobanca	✓	Annual DSCR superiori a 1,10x	✓
✓	✓	Corporate Loan Intesa Sanpaolo	n/a	Net Debt/Equity > 3,7x	n/a

LLCR: Loan Life Cover Ratio;

HDSCR: Historical Debt Service Coverage Ratio

FDSCR: Forecast Debt Service Coverage Ratio

\* Rimedi contrattualmente stabiliti che la Società può porre in essere per evitare il default.

## Strumenti derivati utilizzati

Le principali tipologie di strumenti derivati adottati nella gestione dei rischi finanziari, con il solo fine di copertura, sono i seguenti:

**Opzioni:** contratto con il quale una delle parti, pagando un corrispettivo (premio) all'altra, acquista il diritto di comprare (call option) o di vendere (put option), a una data futura, un certo quantitativo di strumenti finanziari (sottostante) a un prezzo stabilito (prezzo di esercizio);

**Forward o contratti a termine:** prevedono l'acquisto o la vendita tra due parti di un determinato bene (sottostante) a una data futura e a un prezzo prefissato al momento della stipula del contratto; rientrano in questa categoria anche i contratti futures, che a differenza dei contratti forward, sono standardizzati, negoziati in lotti e per scadenze predeterminate all'interno di mercati regolamentati.

**Swap:** contratto che determina tra due parti lo scambio di flussi di pagamenti a date certe. I pagamenti possono essere espressi nella stessa valuta o in valute differenti e il loro ammontare è determinato in relazione a un sottostante. Gli strumenti derivati perfezionati da ERG e volti a fronteggiare l'esposizione ai rischi finanziari in essere al 31 dicembre 2021 sono:

### Derivati su tasso di interesse

- strumenti di tipo *Interest Rate Option* che consentono di fissare dei limiti superiori (*cap*) e inferiori (*floor*) alle oscillazioni del tasso di interesse relativamente a finanziamenti indicizzati a un tasso variabile;
- strumenti di tipo *Interest Rate Swap* per ricondurre al profilo di rischio ritenuto più opportuno i prestiti bancari a tasso fisso e variabile. Gli *IRS* prevedono che le controparti, con riferimento a un valore nozionale definito e a scadenze temporali prefissate, scambino tra loro flussi di interesse calcolati in relazione a tassi fissi o a parametri di tasso variabile in precedenza concordati.

### Derivati su commodity

- strumenti di tipo CfD (*Contract for Difference*), utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o di vendere in maniera sintetica quantità di energia elettrica liquidando a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato e quello di mercato rilevato nel periodo di riferimento;
- strumenti di tipo *Swap*, utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo del gas naturale; tale contratto prevede lo scambio di flussi di pagamento periodici basati sul valore del sottostante, e ottenuti dalla differenza tra un prezzo fisso concordato fra le parti e un prezzo variabile desunto dal mercato. Tale strumento permette di fissare in anticipo il prezzo di acquisto del gas naturale per una particolare data di scadenza;
- strumenti di tipo *Future* utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o vendere un determinato ammontare di energia ad un certo prezzo in un periodo futuro pre-stabilito. Gli strumenti future utilizzati hanno sia scadenze mensili che a cascata (annuali, semestrali, trimestrali, ecc.);
- contratti sull'energia elettrica con consegna fisica, sono stipulati sul mercato dell'energia all'ingrosso e valutati al fair value in quanto parte di operazioni di compravendita con contropartita strumenti finanziari derivati.

### Derivati su tasso di cambio

- strumenti di Compravendita a termine di valuta (*Outright, FX Forward*), utilizzati per la gestione del rischio volatilità del tasso di cambio nella realizzazione dei progetti esteri. Tali strumenti consentono l'acquisto/vendita di un determinato quantitativo di divisa con riferimento ad una scadenza predefinita e ad un cambio a termine (*forward*) prefissato. Il regolamento a scadenza può essere effettuato attraverso la consegna fisica della divisa sottostante ovvero tramite il regolamento del differenziale in Euro tra il cambio a termine contrattuale ed il cambio spot rilevato alla scadenza del contratto.

### Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse

La radicale riforma dei principali indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse in atto a livello globale prevede, tra gli altri, la sostituzione dei tassi interbancari offerti (IBOR, *Interbank Offered Rates*) con tassi alternativi pressoché privi di rischio (la 'riforma IBOR').

L'EURIBOR ha subito una riforma metodologica di calcolo nel 2019 per renderlo conforme ai requisiti normativi stabiliti nel BMR (*The Benchmarks Regulation*).

Ad oggi è determinato utilizzando una metodologia ibrida basandosi sulle effettive transazioni disponibili, e su altre fonti di prezzi di mercato, laddove necessario.

A seguito di una prima fase di test la metodologia di calcolo ibrida è diventata applicabile, ricevendo l'autorizzazione dalla competente autorità, a continuare ad essere utilizzata anche per i contratti successivi al 3 gennaio 2022 (data di introduzione dei nuovi tassi *benchmark*).

Sempre per l'area Euro è stato invece sostituito dal 2 ottobre 2019 il tasso EONIA, indice del mercato *overnight*, con un nuovo tasso l'Euro Short Term Rate (ESTER) calcolato sulla base di transazioni già avvenute e ritenuto più solido e affidabile rispetto al precedente.

Relativamente alle operazioni in essere a livello di Gruppo eseguite sul mercato monetario non si sono presentate situazioni di incertezza derivante dalla riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse.

Pertanto, il Gruppo ha continuato ad applicare tutte le disposizioni in materia di contabilizzazione delle operazioni di copertura alle relazioni di copertura in linea con il passato.

Gli impatti della sopracitata riforma non sono significativi per il Gruppo alla data del presente documento in quanto solo alcune società estere hanno modificato alcuni contratti *intercompany* utilizzando tassi di riferimento alternativi.

Al fine di minimizzare il rischio che uno o più tassi di riferimento possano essere dismessi nonostante i partecipanti al mercato continuino ad avere delle esposizioni indicizzate a quel tasso, le istituzioni finanziarie ed i clienti sono incoraggiati ad utilizzare clausole contrattuali (*fallback*) che indichino un tasso di riferimento alternativo quale sostitutivo in caso di indisponibilità di uno o più tassi di riferimento preesistenti.

Dove presenti verranno analizzate le clausole di *fallback* nei contratti che si chiuderanno affinché siano sufficienti a garantire la transizione ai tassi di riferimento alternativi se necessario.

### Hedge accounting

Il Gruppo utilizza gli strumenti finanziari derivati per coprire la propria esposizione ai rischi di tasso d'interesse e rischio prezzo materie prime. Inoltre qualsiasi derivato incorporato in un contratto ibrido viene separato e valutato al fair value, quando il contratto derivato soddisfa la definizione di derivato e non è strettamente correlato al contratto primario.

All'inizio della relazione di copertura designata, il Gruppo documenta gli obiettivi nella gestione del rischio e la strategia nell'effettuare la copertura, nonché il rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura e se si prevede che le variazioni delle disponibilità liquide dell'elemento coperto e dello strumento di copertura si compenseranno tra loro.

Quando uno strumento finanziario derivato è designato come strumento di copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi finanziari, la parte efficace delle variazioni del fair value dello strumento finanziario derivato viene rilevata nel Prospetto di Conto Economico complessivo e presentata nella riserva di copertura dei flussi finanziari. La parte efficace delle variazioni di fair value dello strumento finanziario derivato che viene rilevata nel Prospetto di Conto Economico complessivo è limitata alla variazione cumulata del fair value dello strumento coperto (al valore attuale) dall'inizio della copertura. La parte inefficace delle variazioni di fair value dello strumento finanziario derivato viene rilevata immediatamente nell'utile/(perdita) dell'esercizio. In una relazione di copertura, il Gruppo designa come strumento di copertura solo la variazione del fair value dell'elemento a pronti del contratto a termine come strumento di copertura in una relazione di copertura dei flussi finanziari.

Se la copertura cessa di soddisfare i criteri di ammissibilità o lo strumento di copertura è venduto, giunge a scadenza o è esercitato, la contabilizzazione delle operazioni di copertura cessa prospetticamente. Quando cessa la contabilizzazione delle operazioni di copertura per le coperture di flussi finanziari, l'im-

porto accumulato nella riserva di copertura dei flussi finanziari rimane nel patrimonio netto fino a quando, nel caso di copertura di un'operazione che comporta la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, è incluso nel costo dell'attività o della passività non finanziaria al momento della rilevazione iniziale o, nel caso delle altre coperture di flussi finanziari, è riclassificato nell'utile/(perdita) dell'esercizio nello stesso esercizio o negli stessi esercizi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita) dell'esercizio.

Se non si prevedono più futuri flussi finanziari coperti, l'importo deve essere riclassificato immediatamente dalla riserva per la copertura di flussi finanziari e dalla riserva per i costi della copertura nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Una relazione di copertura risulta efficace se e solo se rispetta i seguenti requisiti:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- il rischio di credito non è dominante rispetto alle variazioni di valore; e
- il rapporto di copertura (c.d. "hedge ratio") è il medesimo utilizzato per finalità di risk management ovvero la quantità coperta dell'elemento oggetto di copertura e la quantità dello strumento di copertura utilizzata per coprire l'elemento coperto.

Il Gruppo procede a effettuare il basis adjustment, riclassificando il risultato efficace della copertura a rettifica del valore di prima iscrizione dell'oggetto coperto, in caso di coperture di cash flow hedge di elementi non finanziari.

Tuttavia, per tutte le coperture di flussi finanziari, comprese quelle delle operazioni che comportano la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, gli importi accumulati nella riserva di copertura dei flussi finanziari sono stati riclassificati nell'utile/(perdita) dell'esercizio nello stesso esercizio o negli stessi esercizi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita)

## NOTA 39 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

### Fidejussioni prestate (38.891 migliaia di Euro)

Si tratta principalmente di garanzie rilasciate a favore di terzi, garantite dalla controllante diretta ERG S.p.A.

Si tratta prevalentemente di controparti con cui sono intrattenuti rapporti commerciali, oltre che di una garanzia a favore del Gestore del Mercato elettrico (GME) finalizzata a consentire l'operatività su detto mercato.

### Altre Garanzie ed impegni prestatati (11.066 migliaia di Euro)

Le altre garanzie ed impegni prestatati si riferiscono principalmente ad impegni correlati ai sistemi informativi di Gruppo.

## VI. FISCALITÀ

### NOTA 40 - IMPOSTE SUL REDDITO

#### Definizione e criteri di rilevazione e misurazione

##### Imposte correnti

Le imposte correnti sono rilevate in base ad una previsione dell'onere di pertinenza dell'esercizio, tenendo anche conto degli effetti relativi all'adesione al "consolidato fiscale" della maggior parte delle società del Gruppo.

Il Gruppo ha determinato che gli interessi e le penali relativi alle imposte sul reddito, compresi i trattamenti contabili da applicare alle imposte sui redditi di natura incerta, sono contabilizzati in conformità allo IAS 37 Fondi, Passività potenziali e attività potenziali in quanto non soddisfano la definizione di imposte sul reddito.

L'ammontare delle imposte dovute o da ricevere, determinato sulla base delle aliquote fiscali vigenti o sostanzialmente in vigore alla data di chiusura dell'esercizio, include anche la miglior stima dell'eventuale quota da pagare o da ricevere che è soggetta a fattori di incertezza.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte correnti per le società italiane è pari all'aliquota nominale IRES (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 4,82% - 5,57%).

Di seguito le aliquote relative alle società estere consolidate integralmente:

Francia 27% - 28%; (25% dal 2022)

Germania 26,6% - 32,3%;

UK 19%;(25% dal 1° aprile 2023)

Romania 16%;

Polonia 19%;

Bulgaria 10%.

Per quanto riguarda le **Imposte differite**, si rimanda a quanto commentato nelle Note successive.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022	1° semestre 2021	Variazione
Imposte correnti sul reddito	65.592	13.112	52.480
Imposte esercizi precedenti	1.300	(969)	2.269
Imposte differite e anticipate	(858)	(1.370)	512
<b>TOTALE</b>	<b>66.034</b>	<b>10.773</b>	<b>55.261</b>

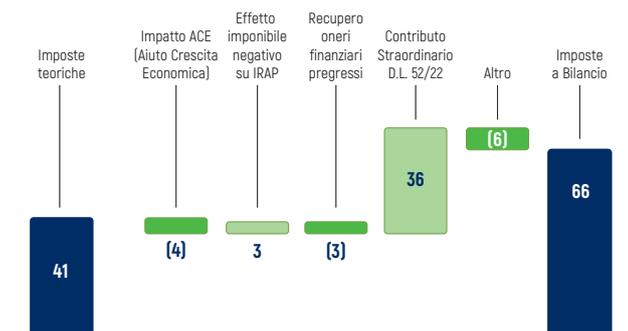
La voce Imposte del periodo include gli effetti del c.d. *Contributo straordinario contro il caro bollette* introdotto dal D.L. 21/2022 i cui impatti sono stati stimati pari a circa 36 milioni per le attività continue (isolati come *special items* in Relazione sulla Gestione).

A tal riguardo si ricorda che, in data 21 marzo 2022 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D.L. "Ucraina-bis" o "Taglia Prezzi" (D.L. n. 21/2022 convertito dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022) che ha introdotto un contributo straordinario posto a carico, tra le altre, delle società che esercitano l'attività di produzione e/o rivendita di energia elettrica. La misura del contributo straordinario, inizialmente pari al 10%, è stata poi incrementata al 25% dal D.L. "Aiuti" (D.L. n. 50/2022 convertito dalla Legge n. 91 del 15 luglio 2022). La base imponibile è costituita dalla variazione positiva tra le operazioni attive e passive rilevanti ai fini IVA del periodo 01 ottobre 2021 - 30 aprile 2022 rispetto al periodo 01 ottobre 2020 - 30 aprile 2021. Il contributo straordinario è dovuto se l'incremento è superiore al 10% e se è superiore a euro 5.000.000; non è deducibile ai fini IRES ed IRAP. La norma prevede il versamento del 40% a titolo di acconto entro il 30 giugno 2022 e il versamento del saldo (60%), entro il 30 novembre 2022.

Con riferimento all'operazione avente ad oggetto la cessione della partecipazione in ERG Hydro S.r.l. posta in essere da ERG Power Generation S.p.A. il 3 gennaio 2022, a fronte degli approfondimenti effettuati, si ritiene che, come condiviso e confermato da autorevoli professionisti, tale operazione debba essere espunta dalla base imponibile

del contributo straordinario in quanto l'inclusione risulterebbe manifestamente in contrasto con la *ratio* della norma (contenuta nella Relazione Illustrativa e nella Relazione Tecnica al decreto); in violazione di numerosi principi tutelati sia a livello costituzionale che comunitario; e priva di fondamento (da un punto di vista teleologico), dal momento che porterebbe a qualificare il contributo straordinario sostanzialmente come un'imposta patrimoniale o un'imposta d'atto, senza alcuna attinenza con la finalità della disposizione.

Si riporta a lato la riconciliazione delle imposte teoriche con le imposte iscritte nel bilancio consolidato semestrale abbreviato:



## NOTA 41 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2022		31/12/2021	
	Attività per imposte correnti	Passività per imposte correnti	Attività per imposte correnti	Passività per imposte correnti
Italia	74.956	(44.606)	10.012	(15.040)
Francia	3.732	(218)	3.553	55
Germania	2.946	(4.379)	2.751	(3.293)
Polonia	203	(7)	-	(189)
Romania	299	(200)	308	-
UK	-	(2.890)	-	-
Bulgaria	1.151	(1.201)	120	(1.330)
<b>Totale</b>	<b>83.286</b>	<b>(53.501)</b>	<b>16.745</b>	<b>(19.798)</b>

Le attività per imposte correnti si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relativi all'esercizio 2022.

Le passività per imposte correnti si riferiscono principalmente ai debiti tributari su imposte dirette relative all'esercizio 2021.

Si segnala che nel corso del 2022 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte dirette all'Erario per circa 46 milioni di Euro a titolo di saldo 2021, acconti 2022, contributo straordinario extra profitti acconto 2022 ed imposta sostitutiva sull'affrancamento dell'avviamento emerso a seguito di fusione oltre che al versamento di imposte di periodo delle società estere.

## NOTA 42 - FISCALITÀ DIFFERITA

### Attività per imposte differite

(migliaia di Euro)	30/06/2022		31/12/2021	
	Differenze Temporanee	Effetto Imposta	Differenze Temporanee	Effetto Imposta
<b>Attività per imposte differite</b>				
Fondi rischi ed oneri	120.327	28.639	119.951	28.583
Perdite fiscali	162.748	39.683	171.978	41.045
Strumenti Derivati	378.904	94.586	448.584	107.679
Ammort. e Sval.ne Immobilizzazioni	179.059	42.884	225.041	53.953
Altre Svalutazioni	13.399	3.216	14.987	3.597
Altro	76.088	13.794	128.075	30.159
<b>Totale attività per imposte differite ante compensazione</b>	<b>930.525</b>	<b>222.802</b>	<b>1.108.615</b>	<b>265.016</b>
<b>Imposte differite compensabili</b>		<b>(105.473)</b>		<b>(114.670)</b>
<b>Totale attività per imposte differite post compensazione</b>		<b>117.329</b>		<b>150.346</b>

Il Gruppo ritiene probabile la recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2022.

### Passività per imposte differite

(migliaia di Euro)	30/06/2022		31/12/2021	
	Differenze Temporanee	Effetto Imposta	Differenze Temporanee	Effetto Imposta
<b>Passività per imposte differite</b>				
Price Purchase Allocation	764.133	190.358	767.039	190.808
Ammortamenti Immobilizzazioni	80.329	19.869	75.500	18.626
IFRS 9 tax effects	5.320	1.104	6.390	1.326
Altro	101.037	10.114	211.936	11.181
<b>Totale passività per imposte differite ante compensazione</b>	<b>950.820</b>	<b>221.445</b>	<b>1.060.865</b>	<b>221.941</b>
<b>Imposte differite compensabili</b>		<b>(105.473)</b>		<b>(114.670)</b>
<b>Totale passività per imposte differite post compensazione</b>		<b>115.972</b>		<b>107.271</b>

## VII. ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Nell'ambito dell'importante processo di Asset Rotation intrapreso dal Gruppo dall'esercizio 2021 ed avviato con la cessione del business Idroelettrico, perfezionata in data 3 gennaio 2022, i cui effetti sono stati esposti nel Bilancio 2021, si ricorda che in data 9 febbraio ERG ha firmato un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

Per quest'ultima operazione il corrispettivo in termini di Enterprise Value, alla data del 31 dicembre 2021, è pari a circa 188 milioni di Euro e sarà oggetto di aggiustamento prezzo al closing che includerà, tra gli altri, un meccanismo di décalage mensile coerente con i flussi di cassa attesi del business plan e la valorizzazione alla data del closing del mark to market di alcuni derivati di copertura inclusi nel perimetro e relativi a parte dell'energia prodotta in futuro dagli impianti di ERG Power.

Pertanto, la menzionata cessione è presentata come *Discontinued Operations* ai sensi dell'IFRS 5 sulla base dei principali elementi di seguito riportati:

- a) la sottoscrizione con la controparte dell'accordo di cessione della partecipazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione di ERG, rende l'operazione altamente probabile;
- b) il conferimento ad ERG Power S.r.l., da parte dell'unico socio ERG Power Generation S.p.A., del proprio ramo d'azienda funzionale alla gestione dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato (CCGT): pertanto la società ERG Power S.r.l. risulta disponibile per l'immediata vendita nelle condizioni correnti, soggetta a condizioni sospensive usuali per tipologia e significatività dell'operazione, che risultano soddisfatte entro il termine di chiusura fissato nell'accordo;
- c) ERG Power S.r.l., a seguito del sopracitato conferimento del ramo d'azienda da parte di ERG Power Generation S.p.A. rappresenta un settore operativo.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato i dati patrimoniali relativi alle attività e passività di ERG Power S.r.l. destinate ad essere cedute, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

I dati patrimoniali comparativi al 31 dicembre 2021 alle voci attività e passività destinate ad essere cedute accolgono i dati della società ERG Hydro S.r.l.

La voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" del conto economico, infine, accoglie sia per il periodo chiuso al 30 giugno 2022 sia per il periodo comparativo al 30 giugno 2021, il contributo economico del business termoelettrico e di quello idroelettrico, per quest'ultimo riconducibile, nel semestre al 30 giugno 2022, esclusivamente alla plusvalenza al netto dell'effetto fiscale realizzata sulla cessione.

I dati del conto economico sono presentati anche per i periodi precedenti in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Si ricorda che in data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato l'accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Hydro S.r.l. (ora Enel Hydro Appennino Centrale S.r.l.), pertanto i risultati della cessione sono riclassificati alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

## NOTA 43 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

### **Definizione e criteri di rilevazione e misurazione**

#### **Classificazione**

Un'entità deve classificare un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il suo uso continuativo.

Devono essere soddisfatti due criteri:

- l'attività deve essere disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale soggetta a condizioni, che sono d'uso e consuetudine, per la vendita di tali attività (o gruppi in dismissione);
- la vendita deve essere altamente probabile.

L'IFRS 5 stabilisce che qualora un'attività non corrente (o gruppo in dismissione) sia classificata come posseduta per la vendita essa deve essere valutata, al momento della sua rilevazione iniziale, al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

#### **Rapporti Infragruppo**

Secondo quanto previsto dall'IFRS 5 il Gruppo ha deciso di eliminare le partite infragruppo all'interno del risultato delle Attività in esercizio in quanto il Gruppo non ci si attende che in futuro

la divisione operativa del Gruppo continuerà ad operare con la divisione in corso di dismissione.

#### **Criteri di valutazione**

Un'attività non corrente classificata come posseduta per la vendita e le attività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita devono essere esposte separatamente dalle altre attività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Le passività di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita devono essere presentate separatamente dalle altre passività del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria. Tali attività e passività non devono essere compensate ed esposte in Bilancio come un importo netto. Un'entità non deve riclassificare o ripresentare gli importi in precedenza classificati come attività non correnti, o come attività e passività appartenenti a gruppi in dismissione, classificati come posseduti per la vendita, nei prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria degli esercizi precedenti presentati a fini comparativi per uniformarsi alla classificazione nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria dell'ultimo esercizio presentato.

La situazione Patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2022 è rappresentata secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, indicando separatamente alle righe "Attività destinate ad essere cedute" e "Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute" le attività e passività destinate ad essere cedute riferite alla società ERG Power S.r.l.

(migliaia di Euro)	Note	ERG Power S.r.l.	Rapporti Infragruppo	Totale
<b>ATTIVITÀ</b>				
Altre attività immateriali		520	-	520
Immobili, impianti e macchinari	<b>a</b>	193.117	-	193.117
Partecipazioni	<b>b</b>	11.304	-	11.304
Altre attività finanziarie non correnti	<b>c</b>	8.011	-	8.011
Attività per imposte differite	<b>d</b>	(11.198)	-	(11.198)
Altre attività non correnti		201	-	201
<b>Attività non correnti</b>		<b>201.956</b>	<b>-</b>	<b>201.956</b>
Rimanenze	<b>e</b>	10.785	-	10.785
Crediti commerciali	<b>f</b>	87.372	(2.402)	84.969
<i>Crediti commerciali Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l</i>			(8.312)	(8.312)
Altri crediti e attività correnti	<b>g</b>	5.625	(1.062)	4.563
<i>Altri crediti e attività Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l</i>			(938)	(938)
Attività per imposte correnti		489	-	489
Attività finanziarie valutate al Fair Value	<b>h</b>	130.189	-	130.189
Altre attività finanziarie correnti	<b>i</b>	9.303	(9.303)	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		50	-	50
<b>Attività correnti</b>		<b>243.813</b>	<b>(22.018)</b>	<b>221.795</b>
				-
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>		<b>(445.769)</b>	<b>(22.018)</b>	<b>423.751</b>
				-
<b>PASSIVITÀ</b>				
Benefici ai dipendenti		641	-	641
Passività per imposte differite	<b>j</b>	6.124	-	6.124
<b>Passività non correnti</b>		<b>6.766</b>	<b>-</b>	<b>6.766</b>
Altri fondi correnti		6	-	6
Debiti commerciali	<b>k</b>	72.424	(8.312)	64.112
Passività finanziarie valutate al Fair Value	<b>l</b>	54.971	-	54.971
Passività finanziarie correnti		(1)	-	(1)
<i>Passività finanziarie correnti Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l.</i>			(9.303)	(9.303)
Passività finanziarie correnti per beni in leasing		-	-	-
Altre passività correnti	<b>m</b>	2.676	(938)	1.738
<i>Altri debiti e passività Gruppo ERG vs ERG Power S.r.l</i>			(1.062)	(1.062)
Passività per imposte correnti		7.212	-	7.212
<b>Passività correnti</b>		<b>137.288</b>	<b>(22.017)</b>	<b>115.271</b>
				-
<b>Passività connesse ad attività destinate ad essere cedute</b>		<b>(144.053)</b>	<b>(22.017)</b>	<b>122.037</b>

## Note

- a) gli Immobili, impianti e macchinari sono composti dall'impianto CCGT (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di una centrale elettrica cogenerativa ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basata su tecnologia a ciclo combinato alimentata a gas naturale, entrata in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities;
- b) la voce è relativa alla Partecipazione in Priolo Servizi S.C.p.A, società consortile partecipata da ERG Power S.r.l. (20,31%), ISAB S.r.l. (36,82%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (37,22%) e Syndial S.p.A. (5,65%);
- c) la voce comprende principalmente i depositi cauzionali operativi e verso GME;
- d) le Attività per imposte differite sono stanziare principalmente a fronte della svalutazione effettuata negli anni pregressi, ed all'effetto fiscale stanziato sulle attività e passività per strumenti derivati di copertura su commodities riferiti al fair value positivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities;
- e) le rimanenze si riferiscono principalmente ai pezzi di ricambio del CCGT ed alle quote di CO<sub>2</sub> della società ERG Power S.r.l. comprate per la seconda parte dell'esercizio 2022;
- f) i crediti commerciali sono composti principalmente dai crediti commerciali verso clienti finali, dai crediti per i "Certificati bianchi" generati dal CCGT e dai crediti commerciali per la cessione di energia elettrica della controllante ERG Power Generation S.p.A., non più oggetto di elisione a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5;
- g) gli altri crediti ed attività correnti comprendono i crediti IVA verso erario ed i crediti per IVA di Gruppo della controllante ERG Power Generation S.p.A.;
- h) attività per strumenti derivati di copertura su commodities riferiti al *fair value* passivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities;
- i) credito finanziario per cash pooling verso ERG Power Generation S.p.A. non più oggetto di elisione a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5;
- j) passività per imposte differite stanziare a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 che ha comportato il calcolo degli ammortamenti solo per il primo mese del 2022, data di prima applicazione del principio.
- k) debiti commerciali verso fornitori terzi e debiti verso ERG Power Generation S.p.A. che a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 non sono più oggetto di elisione;
- l) passività per strumenti derivati di copertura su commodities riferiti al fair value passivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities;
- m) le altre passività correnti comprendono principalmente i debiti di natura tributaria, debiti verso il personale e verso gli istituti di previdenza. I rapporti infragruppo si riferiscono principalmente ai debiti di ERG S.p.A. ed ERG Power Generation maturati verso ERG Power che a seguito dell'applicazioni dell'IFRS 5 non sono più oggetto di elisione.

## Flussi di cassa

Di seguito si riportano i Flussi di cassa generati dalle Attività e Passività destinate ad essere cedute:

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO</b>	<b>10.000</b>
<i>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA DESTINATA AD ESSERE CEDUTA</i>	18.241
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</i>	(34.741)
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</i>	6.550
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO</b>	<b>50</b>

## NOTA 44 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

### Criteria di valutazione

Nel prospetto del Conto Economico l'entità deve indicare un unico ammontare riferito all'attività operativa cessata oppure all'attività destinata alla vendita. Tale ammontare sarà relativo all'intero periodo e non il risultato dal momento in cui il componente è diventato un'attività operativa cessata. Un'entità deve

presentare i dati del Conto Economico per i periodi precedenti presentati in Bilancio, così che l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di chiusura del più recente esercizio presentato.

I conti economici del primo semestre 2022 e primo semestre 2021 sono rappresentati secondo quanto previsto dall'IFRS 5, che disciplina la modalità di esposizione in Bilancio del risultato economico delle *discontinued operations*, con l'esclusione pertanto del risultato della controllata ERG Power S.r.l. nel 2022, e anche del risultato di ERG Hydro S.r.l. nel 2021. Si ricorda che il risultato del 2022 include anche gli effetti della cessione di ERG Hydro S.r.l. avvenuta in data 3 gennaio 2022.

L'impatto dell'esclusione sopracitata è indicato separatamente alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

Si riporta di seguito il Conto Economico per gli anni 2022 e 2021 delle attività destinate ad essere cedute:

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2022	1° semestre 2021
Ricavi	a	525.746	266.443
Altri proventi		73	1.379
Costi per acquisti commodities	b	(489.511)	(130.075)
Altri costi per acquisti		(1.969)	(1.575)
Costi per servizi e altri costi operativi	c	(6.179)	(20.047)
Perdite per riduzione di valore di crediti		(178)	-
Costi del lavoro	d	(6.037)	(12.472)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>21.944</b>	<b>103.652</b>
Ammortamenti Attività Immateriali		(99)	(8.493)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	e	(2.643)	(28.744)
Ripristini (svalutazioni) di valore		-	-
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>19.202</b>	<b>66.415</b>
Proventi finanziari		0	4
Oneri finanziari		(1)	(223)
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>		<b>(0)</b>	<b>(219)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto		72	-
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	f	324.226	-
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>		<b>324.298</b>	<b>-</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>343.500</b>	<b>66.196</b>
Imposte sul reddito		(9.069)	(18.720)
<b>Risultato netto attività destinate ad essere cedute</b>		<b>334.431</b>	<b>47.476</b>

### Note

- a) La voce Ricavi per il 2022 si riferisce principalmente ai ricavi di vendita di energia ed altre utilities a terzi dell'impianto CCGT, il 2021 include la "tariffa incentivante" riconosciuta agli impianti definiti "IAFR-impianto alimentato da fonti rinnovabili", ed alle vendite di energia elettrica prodotta del nucleo idroelettrico di Terni.
- b) I costi per acquisto commodities si riferiscono a costi di acquisto per gas, energia e materie prime riferite all'impianto CCGT di ERG Power S.r.l.
- c) I costi per servizi e altri costi operativi si riferiscono a costi di manutenzione, spese commerciali, costi per utilities e convenzioni per enti locali, oltreché agli accantonamenti ai fondi rischi e oneri.
- d) Costo del lavoro delle società classificate come *discontinued operations*.
- e) Gli ammortamenti di periodo delle attività immateriali ed immobili, impianti e macchinari si riferiscono per il 2022 ai soli ammortamenti fin al 1 febbraio 2022, e per il 2021, relativamente ad ERG Hydro S.r.l. ai soli ammortamenti dei primi sei mesi, in applicazione del principio IFRS 5.
- f) I proventi (oneri) da partecipazione netti comprendono la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni di Euro).

Si riporta di seguito il dettaglio della determinazione della plusvalenza sopracitata:

### RICONCILIAZIONE PLUSVALENZA CESSIONE ERG HYDRO S.R.L.

(migliaia di Euro)		
a)	Prezzo di cessione ERG Hydro S.r.l.*	1.264.826
b)	Patrimonio netto net assets ceduti	752.430
c)=a)-b)	<b>Differenza tra prezzo di cessione e Patrimonio netto dell'attività ceduta</b>	<b>512.396</b>
d)	Reversal della Riserva Cash Flow Hedge derivati riferiti alla produzione Hydro al netto delle imposte	(171.388)
e)	Costi accessori di vendita, di riassetto organizzativo al netto delle imposte	(9.464)
f)	Effetto imposte Participation exemption	(7.318)
g)=c) + d) + e) + f)	<b>Totale plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione</b>	<b>324.226</b>

\* Prezzo provvisorio, incassato in data 3 gennaio, soggetto ad aggiustamento sulla base dei valori effettivi rilevati alla data del closing.

## VIII. ALTRE NOTE

### NOTA 45 - BUSINESS COMBINATION E ACQUISIZIONE DI ASSET

#### **Definizione e criteri di rilevazione e misurazione**

Le aggregazioni di attività aziendali sono contabilizzate utilizzando il cosiddetto "acquisition method". Il corrispettivo trasferito è valutato al fair value e comprende tutti i corrispettivi potenziali alla data di acquisizione. Le successive variazioni del fair value dei corrispettivi potenziali sono contabilizzate a Conto Economico, in conformità ai principi applicabili.

L'avviamento, rilevato alla data di acquisizione del controllo, è pari alla per la differenza fra:

- il corrispettivo trasferito e l'eventuale l'importo di qualsiasi interessenza di minoranza nell'acquisita valutata in conformità alle regole previste dall'IFRS 3 (fair value del pro-quota delle attività nette riconducibili alle interessenze di minoranza);
- il valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili valutate al fair value.

I costi correlati alle acquisizioni sono contabilizzati come spe-

se nel periodo in cui tali costi sono sostenuti.

Nel caso di acquisizione di parchi (eolici o fotovoltaici) operativi, al fine di identificare se l'oggetto dell'acquisizione è un business in base alla definizione fornita da IFRS 3, è necessario determinare se sono stati acquistati dei processi sostanziali.

Nell'ambito di questa considerazione, nella view del management del Gruppo le attività di O&M rappresentano un processo critico per il funzionamento dei parchi, in quanto lo stesso non potrebbe produrre output o mantenere il livello di produzione senza una continua attività di O&M.

Nel caso di acquisizione di progetti (es. oggetti che ancora non generano outputs), il Gruppo ritiene che non siano soddisfatte le condizioni per poter considerare tali operazioni come business combinations.

Di conseguenza, le acquisizioni di progetti saranno trattate contabilmente come assets acquisitions.

#### **Business combination "Valentia"**

In data **31 gennaio 2022** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'accordo con GEI Subasta per l'acquisizione del 100% del capitale di due società di diritto spagnolo proprietarie di due impianti solari in operation situati nel Sud della Spagna per complessivi 91,6 MW.

Gli impianti sono entrati in esercizio ad inizio 2020, hanno partecipato alle aste regolamentate dal Regio Decreto 359 del 2017 ed hanno una produzione totale annua stimata di 188 GWh, pari a oltre 2050 ore/anno equivalenti, fra le più alte in Europa, corrispondenti a 110 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata ogni anno.

Il corrispettivo dell'acquisizione è pari a 96 milioni di Euro (Asset Value), Mentre l'Ebitda annuo per il 2021 è stato pari a 11 milioni di Euro.

L'operazione si configura come acquisizione di business (*business combination*) ai sensi della definizione fornita dall'IFRS 3 in applicazione dal 1° gennaio 2020. A tal fine si precisa che il perimetro di acquisizione include gli impianti, i contratti di *Operation & Maintenance*, i contratti di *land lease*. In particolare le attività di O&M rappresentano per il Gruppo un processo critico per il funzionamento dei parchi. Tali contratti infatti, consentono l'accesso ad una forza lavoro organizzata che svolge processi critici per la capacità degli impianti di continuare a produrre output.

Ai fini del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato si è proceduto ad effettuare un esercizio di *purchase price allocation* provvisoria in base alle informazioni disponibili: coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche e affinamenti, che saranno riflessi nel Bilancio 2022.

#### **Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione**

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a circa 30 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target. Si segnala inoltre che sono state assunte passività per 104 milioni di Euro.

Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a circa 1,5 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per due diligence, di cui 600 migliaia di Euro sostenuti nel 2021. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi negli esercizi 2021 e 2022.

### Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via definitiva; fair value delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di acquisizione e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

(migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Autorizzazioni e Concessioni	-	28.480	28.480
Altre attività immateriali	-	-	-
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	71.845	-	71.845
Attività per diritti di utilizzo	9.046	-	9.046
Partecipazioni	-	-	-
Attività finanziarie valutate al Fair Value	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	69	-	69
Attività per imposte differite	1.561	220	1.781
Altre attività non correnti	-	3.168	3.168
<b>Attività non correnti</b>	<b>82.522</b>	<b>31.867</b>	<b>114.389</b>
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	4.359	-	4.359
Altri crediti e attività correnti	51	-	51
Attività per imposte correnti	-	-	-
Attività finanziarie valutate al Fair Value	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti*	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	5.661	-	5.661
<b>Attività correnti</b>	<b>10.072</b>	<b>-</b>	<b>10.072</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>92.593</b>	<b>31.867</b>	<b>124.461</b>
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	6.920	23.062	29.983
Partecipazioni di terzi	-	-	-
<b>Patrimonio Netto Totale</b>	<b>6.920</b>	<b>23.062</b>	<b>29.983</b>
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	230	7.912	8.142
Fondo Business Dismessi	-	-	-
Fondo oneri smantellamento	-	-	-
Altri fondi non correnti	-	769	769
Passività finanziarie valutate al Fair Value	-	-	-
Passività finanziarie non correnti*	71.182	-	71.182
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	9.046	-	9.046
Altre passività non correnti	-	124	124
<b>Passività non correnti</b>	<b>80.457</b>	<b>8.805</b>	<b>89.262</b>
Altri fondi correnti	-	-	-
Debiti commerciali	461	-	461
Passività finanziarie valutate al Fair Value	-	-	-
Passività finanziarie correnti*	-	-	-
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	-	-	-
Altre passività correnti	3.827	-	3.827
Passività per imposte correnti	929	-	929
<b>Passività correnti</b>	<b>5.216</b>	<b>-</b>	<b>5.216</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>92.593</b>	<b>31.867</b>	<b>124.461</b>
<b>*Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(74.566)</b>	<b>-</b>	<b>(74.566)</b>

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (1 gennaio 2022) delle società target espressi in base ai Principi Contabili Internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti fotovoltaici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettificati dei corrispondenti fondi ammortamento;
- **attività per diritti di utilizzo:** iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IFRS 16;
- **crediti commerciali:** relativi alla vendita di energia elettrica;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sul conto corrente;
- **passività finanziarie non correnti:** quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing; tali finanziamenti bancari sono stati successivamente rimborsati interamente nell'ambito delle attività di Liability Management effettuata dal Gruppo;
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **debiti commerciali:** principalmente relativi a debiti verso fornitori terzi per O&M;
- **passività finanziarie correnti:** principalmente quota a breve termine dei debiti verso banche per project financing;

nella colonna **Rettifica alla situazione di acquisizione** sono stati inclusi i seguenti fair value determinati a titolo provvisorio:

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Autorizzazioni e Concessioni" e si riferisce in particolare al diritto a ricevere gli incentivi per un periodo residuo di 23 anni;
- **altre attività finanziarie:** iscrizione di "special indemnities" determinate in sede di acquisizione;
- **attività per imposte differite:** la voce è composta dalla rilevazione di un Tax Asset determinato in sede di acquisizione;
- **passività per imposte differite** riferite alla allocazione di cui sopra ed all'effetto fiscale dell'adeguamento al Fair Value degli IRS sui project financing;
- **altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali rilevate in sede di acquisizione in parte compensate dalle "special indemnities" sopracitate;
- **passività finanziarie correnti e non correnti:** adeguamento al Fair Value degli IRS sul debito per project financing ed iscrizione degli interessi maturati sullo Shareholder loan.

### Determinazione dell'avviamento

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento come illustrato nella tabella seguente:

(migliaia di Euro)

Corrispettivo dell'acquisizione	29.983
Fair value dei net asset acquisiti	29.983
Avviamento	-

Relativamente alla definizione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione, si rimanda a quanto già descritto nei paragrafi precedenti.

## NOTA 46 - POSTE NON RICORRENTI

Come richiesto dalla Delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Si precisa che le suddette "Poste non ricorrenti" sono parte degli *special items* indicati in Relazione sulla Gestione.

Sempre in applicazione della suddetta Delibera CONSOB, nella **Nota 47 – Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2022		1° semestre 2021	
Ricavi		-		-
Altri Proventi		256		-
Costi per acquisti		-		-
Variazione delle rimanenze		-		-
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	(8.397)	6)	(5.447)
Costi del lavoro		-		-
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	2)	(6.573)		-
Proventi (oneri) finanziari netti	3)	(4.546)	7)	(3.183)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(74)		-
Imposte sul reddito	4)	(30.684)	8)	1.428
<b>Risultato netto poste non ricorrenti attività continue</b>		<b>(50.019)</b>		<b>(7.202)</b>
<b>Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate</b>	5)	<b>320.310</b>		-
<b>Risultato netto poste non ricorrenti</b>		<b>270.291</b>		<b>(7.202)</b>
<b>Risultato di azionisti terzi</b>		-		-
<b>Risultato netto poste non ricorrenti</b>		<b>270.291</b>		<b>(7.202)</b>

Nel primo semestre 2022:

- 1) I costi per servizi ed altri costi operativi si riferiscono ad operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel periodo, a progetti di acquisizione non andati a buon fine, oltre che all'impatto relativo all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania;
- 2) Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Italia in fase di smantellamento, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering ottenuta nel trimestre;

- 3) I proventi e oneri finanziari netti si riferiscono agli oneri correlati al rimborso di tre *Corporate Loans* avvenuto nel mese di gennaio 2022, nell'ambito delle attività di Liability Management oltre che ad oneri finanziari legati all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento avvenute in anni precedenti;
- 4) Le imposte sul reddito si riferiscono all'impatto del contributo straordinario previsto dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022, oltre che all'effetto fiscale delle poste sopra commentate;
- 5) Il risultato netto delle attività operative cessate si riferisce alla plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022, oltre che all'impatto del contributo straordinario previsto dall'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 relativo alla società ERG Power S.r.l.

Nel primo semestre 2021:

- 6) I costi per servizi ed altri costi operativi si riferiscono ad oneri accessori correlati ad operazioni di aggregazione aziendale, progetti non andati a buon fine, all'indennità di Cessazione Carica in conseguenza dell'avvicendamento dell'Amministratore Delegato avvenuto in data 26 aprile 2021;
- 7) oneri correlati alla chiusura anticipata dei Project Financing, Corporate Loans, nell'ambito delle attività di Liability Management oltre che il reversal di proventi relativi ad operazioni di rifinanziamento di esercizi precedenti;
- 8) le imposte sul reddito si riferiscono all'effetto fiscale delle poste sopra commentate.

## NOTA 47 - PARTI CORRELATE

Come richiesto dalla delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

Le operazioni compiute da ERG con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a ERG, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare la Fondazione Edoardo Garrone, nata come naturale evoluzione dell'impegno delle Famiglie Garrone e Mondini in campo sociale e culturale, dedicata alla memoria di Edoardo Garrone che, nel 1938, avviò l'attività industriale del Gruppo ERG.

La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna ERG **Procedura per le operazioni con parti correlate**, emanata in attuazione della regolamentazione CONSOB, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione. Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nella **Nota 48 – Elenco società del Gruppo e Operazioni di periodo** nella sezione dedicata all'elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo.

### Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- crediti commerciali verso Priolo Servizi S.C.p.A., società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (20,31%), ISAB S.r.l. (36,82%), del Gruppo Versalis S.p.A. (37,22%) e Syndial S.p.A. (5,65%), relativi a servizi di somministrazione di utilities (in particolare acqua mare, energia elettrica ed altro) e da prestazioni rese nell'ambito del contratto di Operation & Maintenance;
- le attività finanziarie correnti fanno riferimento a crediti finanziari verso ERG Petroleos S.A. nell'ambito del relativo contratto di finanziamento.

Per completezza di informazioni i valori sotto riportati non tengono conto delle riclassifiche richieste dall'IFRS 5 e sono quindi comprensivi anche degli importi indicati alle righe "Attività e passività destinate ad essere cedute".

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Stato Patrimoniale è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

#### 30/06/2022

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	2.783	-	-	-	-	-	2.783	1%
Debiti commerciali	279	-	-	-	-	-	279	0%
Altre passività correnti	-	-	-	335	325	-	660	2%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	1.379	-	-	-	1.379	0%

#### 31/12/2021

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	2.843	-	-	-	-	-	2.843	1%
Debiti commerciali	253	-	-	-	-	-	253	0%
Altre passività correnti	-	-	-	-	786	-	786	2%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	1.599	-	-	-	1.599	0%

### Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sul risultato economico

- I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:
- ricavi verso Priolo Servizi S.C.p.A. per vendita di energia e di vapore nell'ambito del relativo contratto di somministrazione;
- costi per servizi verso Priolo Servizi S.C.p.A. costituiti dalle componenti di remunerazione previste dal contratto di servizio di Operation & Maintenance;
- altri costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per il semestre 2022;
- costi per servizi relativi all'emolumento per la carica di Presidente ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Conto Economico è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

#### 1° semestre 2022

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	13.125	-	-	-	-	-	13.125	1%
Altri proventi	-	-	-	-	-	26	26	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.497)	(100)	-	(4.940)	-	-	(8.536)	10%
Costi del lavoro	-	-	-	-	(1.176)	-	(1.176)	4%

#### 1° semestre 2021

(migliaia di Euro)	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	3.603	-	-	-	-	-	3.603	1%
Altri proventi	-	-	-	-	-	-	-	0%
Costi per acquisti	-	-	-	-	-	-	-	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(4.034)	(100)	-	(3.622)	-	(202)	(7.958)	10%
Costi del lavoro	-	-	-	-	(883)	-	(883)	3%

## NOTA 48 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

Di seguito si riportano le operazioni, intervenute nel periodo, riguardanti le partecipazioni:

in data **30 marzo 2022** ERG Solar Holding S.r.l. ha acquisito l'intero capitale sociale della società Futurasun S.r.l., società non consolidata integralmente;

in data **1 aprile 2022** l'assemblea di ERG Power S.r.l. ha deliberato un aumento del proprio capitale sociale da 5 milioni di Euro a 6 milioni di Euro, che è stato interamente liberato, in pari data, da parte dell'unico socio ERG Power Generation S.p.A., mediante il conferimento del proprio ramo d'azienda funzionale alla gestione dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato (CCGT);

in data **2 maggio 2022** ERG Eolica Tirreno S.r.l., ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. e Green Vicari S.r.l. hanno trasferito la propria sede legale in Genova, via De Marini 1.

in data **28 aprile 2022** la società ERG Spain Holco S.L.U. ha acquisito la totalità delle quote della società di diritto spagnolo ERATO ITG S.L.U.;

in data **6 giugno 2022** è stata costituita la società di diritto italiano ERG Solar Holding 2 S.r.l., capitale sociale pari a 10.000 Euro, interamente sottoscritto e versato da ERG Power Generation S.p.A.

Le tabelle seguenti riportano gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al fair value, comprensive delle operazioni sopra dettagliate.

Elenco delle società controllate consolidate **con il metodo integrale**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>
<b>ERG S.p.A.</b>					
ERG Power Generation S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	100.000	2.267.746
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>					
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	95.679	61.861
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	54.635
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	120	89.691
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	12.196
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro (Italia)	100%	100%	50	72.376
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	38.278
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	3.500	31.462
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale (Italia)	100%	100%	10	226
<b>ERG Eolienne France S.a.s.</b>					
ERG Power S.r.l.*	Genova (Italia)	100%	100%	6.000	244.873
<b>ERG UK Holding Ltd.</b>					
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Edimbugo (UK)	100%	100%	0	19.878
<b>ERG Wind Investments Ltd.</b>					
ERG Wind Park S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	50	21.275
<b>ERG Wind RE S.p.A.</b>					
ERG Wind Investments Ltd.	Gibilterra	100%	100%	97.046	672.238
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	93
<b>ERG Wind Park Beteiligungs GmbH</b>					
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	(3.184)
<b>ERG Wind RE Beteiligungs GmbH</b>					
ERG Wind RE Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	15
<b>EW Ornetta 2 Z.O.O.</b>					
Green Vicari S.r.l.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	164.688	167.373
ISAB Energy Solare S.r.l.	Camporeale (Italia)	100%	100%	119	24.681
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	100	169
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	100%	78,5%	50	87.404
Laszki Wind Sp. z o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100,0%	5	(1.334)
<b>ERG Poland Holding Sp. z o.o</b>					
ERG Poland Holding Sp. z o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100,0%	5	5
<b>ERG Sweden Holding AB</b>					
ERG Sweden Holding AB	Varsavia (Polonia)	100%	100,0%	50	50

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Corni Eolian S.A. espressi in migliaia di RON ed EW Ornetta 2 Sp. z o.o. espressi in migliaia di Zloty.

\* A seguito dell'accordo siglato in data 9 febbraio 2022 con Enel Produzione S.p.A, classificata come attività destinata ad essere ceduta.

## BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>
<b>ERG Eolienne France S.a.s.</b>					
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(4.921)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	2.771
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	2.876
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.060	4.030
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	861	5.639
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	2.452
<b>Epuron Energies Renouvelables S.a.s.</b>					
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	2.256
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(121)
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	74	5.623
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	802	1.412
<b>ERG Wind French Holdings S.a.s.</b>					
<b>ERG Wind France 1 S.a.s.</b>					
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	(120)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	1.733
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	2.000	(2.088)
<b>Les Moulins de Fruges S.a.s.</b>					
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	5.639	2.889
<b>Holding Quesnoy 2 S.a.s.</b>					
<b>Holding Chery S.a.s.</b>					
<b>Omniwatt Sas</b>					
Ferme Eolienne de Moquepanier	Parigi (Francia)	100%	100%	2.519	(4.244)
Ferme Eolienne de Clamecy Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	2.000	2.197
<b>Crampon Puchot Energies Sas</b>					
Solaires Sisteron Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	334	(1.547)
Solaire Sénézergues Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	-	(1.383)
Solaire Arpajon-sur-Cere Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	451	(1.696)
Arsac 1 Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	0	(1.295)
Arsac 3 Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	1	(1.794)
Solaire Greoux Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	-	(1.184)
Solaire Salaunes Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	-	(981)
<b>ERG Spain Holco S.L.U.</b>					
<b>Epuron Energies Renouvelables S.a.s.</b>					
ERG Developpement S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	(4.476)
Caen Renewables Eenergy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(78)
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(18)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(15)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(26)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(24)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(13)
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(20)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(4)
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(4)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(5)
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(4)
<b>ERG Solar Holding S.r.l.</b>					
Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	30.102
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	17.008

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>
<b>ERG UK Holding Ltd.</b>					
Craigmore Energy	Belfast (UK)	100%	100%	0	299
Creag Riabhach Wind Farm Ltd.	Edimburgo (UK)	100%	100%	50	(147)
Evishagaran Windfarm Ltd.	Belfast (UK)	100%	100%	0	(772)
Sandy Knowe Wind Farm Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	0	(525)
<b>ERG Wind RE Beteiligungs GmbH</b>					
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(546)
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(685)
<b>ERG Wind Bulgaria S.p.A.</b>					
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.239	3.628
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.625	2.044
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.546	3.006
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.560	3.171
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	3.468
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	3.542
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	777	1.296
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.551	2.490
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.563	2.634
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.511	3.384
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.564	2.664
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.545	2.541
Wind Park Kavana East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	258	1.623
Wind Park Kavana West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	89	1.786
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.103	1.844
<b>ERG Wind France 1 S.a.s.</b>					
Cepe Pays De Montbeliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	365	1.163
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	444	2.847
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	251	841
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	3.391
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	5.975
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	80	3.538
<b>ERG Wind French Holdings S.a.s.</b>					
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(736)
Parc Eolien de Morvilers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(473)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.037	67
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.164	1.574
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.509)
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.178)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.955)
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	505	(457)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.720)
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.470)
<b>ERG Wind Investments Ltd.</b>					
<b>ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.</b>	Genova (Italia)	100%	100%	212	253.251
<b>ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.</b>	Londra (UK)	100%	100%	0	(6.479)
<b>ERG Wind MEI 2-14-2 Ltd.</b>	Londra (UK)	100%	100%	0	(1.202)
<b>ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.</b>					
ERG Wind 4 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	6.633	113.819
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova (Italia)	68%	100%	1.000	1.093
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	10	442
<b>ERG Wind Sardegna S.r.l.</b>	Genova (Italia)	100%	100%	77	58.960
<b>ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.</b>	Genova (Italia)	100%	100%	77	49.457

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Creag Riabhach e Craigmore Energy espressi in migliaia di GBP.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>
<b>ERG Wind Sardegna S.r.l.</b>					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	34.809
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	10.687
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	16.564
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	19.420
<b>ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.</b>					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	35.839
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	77	25.266
<b>ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.</b>					
ERG Wind MEG 1 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	33.168	37.158
ERG Wind MEG 2 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	28.010	31.868
ERG Wind MEG 3 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	33.585	33.216
ERG Wind MEG 4 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	29.721	31.691
<b>ERG Wind Park Beteiligungs GmbH</b>					
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(3.053)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(2.757)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	1.935
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	2.803
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	(7.929)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	7.500	3.073
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5.505	3.890
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(3.213)
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	(462)
ERG Development Germany GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	3	(450)
UGE Barkow GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(855)
UGE Barkow Zwei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(435)
UGE Barkow Drei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(229)
ERG Germany GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	210	(1.658)
ERG Wind Ebersgrun GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	162	(5.268)
ERG Wind Hollige GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	200	(7.881)
ERG Wind Norath GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	185	(5.850)
ERG Wind Offenheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	287	(7.742)
ERG Wind Nack GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	228	(6.256)
<b>EW Ornetta 2 Z.O.O.</b>					
Blachy Pruszyński-Energy Sp. z o.o.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	7.100	66.103
Hydro Inwestycje Sp. z o.o.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	42	49.029
<b>Les Moulins de Fruges S.a.s.</b>					
Mont Félix	Parigi (Francia)	100%	100%	1.891	2.775
Fond du Moulin	Parigi (Francia)	100%	100%	344	(839)
Chemin Vert	Parigi (Francia)	100%	100%	1.804	(1.209)
Le Marquay	Parigi (Francia)	100%	100%	679	(452)
Les Trentes	Parigi (Francia)	100%	100%	1.935	8
Sole de Bellevue	Parigi (Francia)	100%	100%	1.925	1.132
<b>Holding Chery S.A.S.</b>					
Ferme Eolienne De Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.564)
<b>Holding Quesnoy 2 S.A.S.</b>					
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.019)
<b>ERG Poland Holding</b>					
EW Piotrków kujawski Sp. z o.o.,	Varsavia (Polonia)	100%	100%	5	(2)

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Blachy Pruszyński-Energy Sp. z o.o., Hydro Inwestycje Sp. z o.o. e EW Piotrków kujawski Sp. z o.o espressi in migliaia di Zloty.

(3) Il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>
<b>ERG Sweden Holding AB</b>					
Furukraft AB	Malmoe (Svezia)	100%	100%	50	504
<b>Omniwatt Sas</b>					
Omnigreen Sas	Parigi (Francia)	100%	100%	4.339	(8.657)
Capenergie 3 Wind GmbH	Frankfurt (Germania)	100%	100%	25	151
LES EOLIENNES DE SAINT FRAIGNE S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	3.700	(3.546)
NEUILLY SAINT FRONT ENERGIES S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	1.525
MONNES ENERGIES S.A.R.L.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	1.050
<b>Omnigreen Sas</b>					
SAINTE HELENE ENERGIES S.A.R.L.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	2.421
IEL EXPLOITATION 12 S.A.R.L.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	322
REUILLY ET DIOU ENERGIES S.A.R.L.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	637
<b>Capenergie 3 Wind GmbH</b>					
SAINT CONGARD ENERGIES S.A.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	2	1.398
<b>Crampon Puchot Energies Sas</b>					
Wkn Picardie Verte II S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	1	4.730
<b>ERG Spain Holco S.L.U</b>					
ERG Solar Almansa S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	3	7.322
ERG Solar Taberna S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	3	(402)

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società ERG Sweden Holding AB espressi in migliaia di SEK.

#### Elenco delle partecipazioni **valutate secondo il metodo del Patrimonio Netto:**

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>	Valore di bilancio 30.06.2022
<b>ERG Power S.r.l.*</b>						
Priolo Servizi S.C.p.A. <sup>(3)</sup>	Melilli (Italia)	20,3%	20,3%	28.100	55.298	11.231
<b>Società collegate</b>						<b>11.231</b>

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati.

(2) Dati espressi in migliaia di Euro.

(3) La società consortile è soggetta a controllo congiunto con ISAB S.r.l., Versalis S.p.A. e Syndial.

\* A seguito dell'accordo siglato in data 9 febbraio 2022 con Enel Produzione S.p.A, classificata come attività destinata ad essere ceduta.

Elenco delle società **rilevate secondo il metodo del costo**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio Netto <sup>(1) (2)</sup>	Valore di bilancio 30.06.2022
<b>ERG S.p.A.</b>						
ERG Petroleos S.A. <sup>(3)</sup>	Madrid (Spagna)	100%	100%	3.050	(6.445)	-
<b>Società controllate</b>						-
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>						
ERG Germany Verwaltungs GmbH	Parigi (Francia)	100%	100%	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione	Palermo (Italia)	99%	99%	20	232	25
<b>Società controllate</b>						<b>50</b>
<b>ERG Eolienne France S.a.s.</b>						
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacree sud S.a.s. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	10	(23)	10
Francese Parc Eolien Des Grandes Bornes S.a.s. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien Des Jonquilles S.a.s. <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien De La Pleine De Burel Sas <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien de Saint Priest en Murat Sas <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien de Vent Communaux Sas <sup>(4)(5)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
Parc Eolien de la Foye S.a.s. <sup>(6)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	8	8	8
<b>Società controllate</b>						<b>63</b>
<b>ERG Wind Park Beteiligungs GmbH</b>						
ERG Windpark Aukrug GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	5	5
ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	5	5
ERG Windpark Heyen GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	5	5
ERG Windpark Bokel GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	5	5
<b>Società controllate</b>						<b>20</b>
<b>ERG UK Holding Ltd.</b>						
High Cairn Wind Farm Limited	Edimburgo (UK)	100%	100%	-	-	-
Creggan Wind Farm Limited <sup>(2)(4)</sup>	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	-
Longburn Wind Farm LTD <sup>(2)(4)</sup>	Seebeck House (UK)	100%	100%	0	-	-
<b>Società controllate</b>						-
<b>ERG Solar Holding S.r.l.</b>						
ERG Solar Buenaventura S.L.U.	Genova (Italia)	100%	100%	10	9	620
<b>Società controllate</b>						<b>620</b>
<b>ERG UK Holding Ltd.</b>						
Rigghill Wind Farm Limited <sup>(4)</sup>	Seebeck House (UK)	50%	50%	-	-	238
<b>Società in Joint Venture</b>						<b>238</b>
<b>ERG S.p.A.</b>						
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza (Italia)	0,04%	0,06%	276	1.063	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	19.077	68.22	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova (Italia)	4,86%	4,86%	3.058	3.034	155
<b>Altre società</b>						<b>465</b>
<b>TOTALE</b>						<b>838</b>

(1) Dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) Dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società con sede legale in UK i cui dati sono espressi in migliaia di GBP.

(3) Società in liquidazione.

(4) Società valutate al costo in quanto non operative

(5) Società non operative di diritto francese costituite in data 31 dicembre 2018.

(6) Società di diritto francese costituita in data 22 novembre 2019.

## NOTA 49 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2022

Dal 1° gennaio 2022 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi sul Bilancio Consolidato semestrale abbreviato:

- Amendments to IFRS 3 Business Combinations; IAS 16 Property, Plant and Equipment; IAS 37 Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets; and Annual Improvements 2018-2020 (All issued 14 May 2020) emesso il 28 giugno 2021.

## NOTA 50 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 30 GIUGNO 2022

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2022 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato.

Entrata in vigore	Descrizione	Data di emissione	Omologato
1° gennaio 2023	IFRS 17 <i>Insurance Contracts</i> comprensivo dell' <i>Amendments to IFRS 17</i>	19 novembre	✓
	Amendments to IAS 1 'Presentation of financial statements' sulla classificazione delle passività	23 gennaio 2020	
	Amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements and IFRS Practice Statement 2: Disclosure of Accounting policies	2 marzo 2022	✓
	Amendments to IAS 8 Accounting policies, Changes in Accounting Estimates and Errors: Definition of Accounting Estimates	2 marzo 2022	✓
	Amendments to IAS 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction	7 maggio 2021	
	Amendments to IFRS 17 Insurance contracts: Initial Application of IFRS 17 and IFRS 9 – Comparative information	9 dicembre 2021	

La valutazione degli eventuali impatti dei sopraccitati Principi è in corso.

## NOTA 51 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 07/07/2022</a>	Polonia	Eolico	ERG annuncia la messa in esercizio del parco eolico di Piotrków, situato nella parte settentrionale della Polonia, per un totale di 24,5 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 07/07/2022</a>	Italia	Solare	ERG ha perfezionato l'acquisizione da ABN AMRO Sustainable Impact Fund PE B.V. del 100% del capitale di MP Solar B.V., proprietaria, tramite sette società italiane, di diciotto impianti fotovoltaici in esercizio con una potenza installata totale pari a 33,8 MW.
<a href="#">Comunicato Stampa del 29/07/2022</a>	Italia	Eolico	ERG ha siglato un accordo con EDP Renewables Italia Holding S.r.l. per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di sette società proprietarie di altrettanti parchi eolici situati in Italia con una capacità installata pari a 172 MW. Tutti gli impianti beneficiano di un regime tariffario "CfD" (contratto per differenza) con il GSE della durata di 20 anni a partire dalla loro entrata in esercizio.

## NOTA 52 - DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 4 agosto 2022 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione della Relazione Semestrale unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 4 agosto 2022

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



# ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

- .....
1. I sottoscritti Paolo Luigi Merli, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Michele Pedemonte, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
    - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo ERG e
    - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2022.
  2. Al riguardo si segnala che:
    - l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2022 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 Control – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
    - dalla valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
  3. Si attesta, inoltre, che:
    - il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2022:
      - è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
      - corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
      - 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;
    - la Relazione Finanziaria semestrale comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposte. La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 4 agosto 2022

l'Amministratore Delegato

**Paolo Luigi Merli**



il Dirigente Preposto  
alla redazione dei documenti  
contabili societari

**Michele Pedemonte**



# RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



KPMG S.p.A.  
Revisione e organizzazione contabile  
Piazza della Vittoria, 15 int. 11  
16121 GENOVA GE  
Telefono +39 010 564992  
Email it-fmauditaly@kpmg.it  
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

## Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della  
ERG S.p.A.*

### Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti di conto economico, di conto economico complessivo, della situazione patrimoniale-finanziaria, dei flussi finanziari e delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note illustrative, del Gruppo ERG 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.

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  
Lecco 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 ERG**

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato  
30 giugno 2022*

### **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 ERG al 30 giugno 2022 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Genova, 4 agosto 2022

KPMG S.p.A.

Luisa Polignano  
Socio



## **ERG S.P.A.**

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

## **SEDE LEGALE**

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

