



RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE al 30 GIUGNO 2025

Indice

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE	3
Il Gruppo ERG	
<i>Profilo del Gruppo</i>	3
<i>Organi Societari</i>	4
<i>Aree geografiche di attività al 30 giugno 2025</i>	5
<i>Area di consolidamento al 30 giugno 2025</i>	6
<i>Modello Organizzativo</i>	7
<i>Variazione perimetro di Business nel primo semestre 2025</i>	9
<i>Strategia</i>	9
<i>ERG in Borsa</i>	11
<i>Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre</i>	13
Risultati del periodo	14
Quadro normativo – incentivi e tariffe	19
Aggiornamenti normativi ed istituzionali avvenuti nel semestre	22
Risultati per Paese	25
Prospetti contabili e altre informazioni	37
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2025	49

Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente di energia pulita da fonti rinnovabili, presente in nove paesi a livello europeo e, a partire dal 24 aprile 2024, negli Stati Uniti.

Primo operatore eolico in Italia, tra i primi dieci in Europa nel settore eolico onshore, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, essendo tra i primi cinque in Italia e con una presenza in progressivo aumento in Francia ed in Spagna.

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* volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro “Wind&Solar”, che si è concretizzato a fine 2023 con la cessione del business termoelettrico, perseguendo l’obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica interamente da fonti rinnovabili.

A seguito della finalizzazione 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), è diventato un operatore 100% Rinnovabile, protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, nonché nella realizzazione di una transizione energetica equa ed inclusiva.

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 che prevede l’internalizzazione della manutenzione dei parchi eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania.

Il Gruppo ERG, con un parco di generazione di 3.913 MW di capacità installata rinnovabile (3.249 MW eolico, 665 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.648 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 1.468 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 179 MW di potenza installata.

Esteri

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.266 MW.

Nell’eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.556 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW), Germania (330 MW), UK (292 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 393 MW di potenza installata, di cui 128 MW in Francia e 266 MW in Spagna.

Inoltre, dal mese di aprile 2024 il Gruppo è presente negli Stati Uniti con 317 MW di potenza installata, di cui 224 MW nell’eolico e 92 MW nel fotovoltaico.

Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo)²

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Luca Bettonte (non esecutivo)

Elisabetta Caldera (indipendente³)

Federica Lolli (indipendente³)

Marina Natale (indipendente³)

Elisabetta Oliveri (indipendente^{3,4})

Barbara Poggiali (non esecutivo)

Renato Pizzolla (non esecutivo)

Daniela Toscani (indipendente³)

Collegio Sindacale⁵

PRESIDENTE

Monica Mannino

SINDACI EFFETTIVI

Giulia De Martino

Fabrizio Cavalli

Dirigente Preposto (L. 262/05)

Michele Pedemonte⁶

Società di Revisione

KPMG S.p.A.⁷

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.

² Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

³ 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. tenendo altresì conto dei criteri «quantitativi» e «qualitativi» definiti nel Regolamento per l'operatività del Consiglio di Amministrazione, del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi.

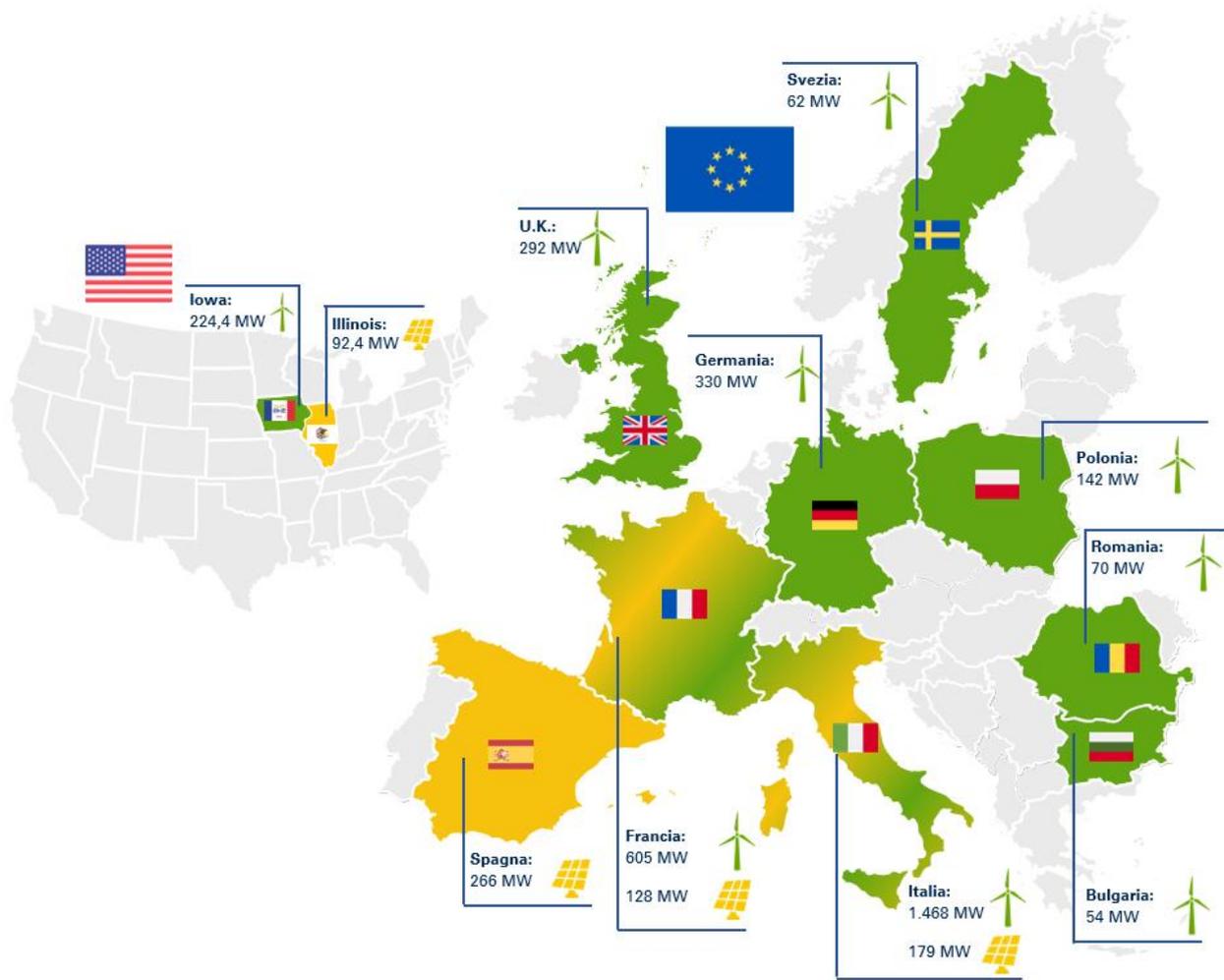
⁴ Nominata Lead Independent Director in data 13 dicembre 2024.

⁵ Collegio Sindacale nominato in data 22 aprile 2025.

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 2025



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. - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del *business development* ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business ("*Corporate processes*"), anche attraverso personale facente capo ad altre società del Gruppo.
La società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Corporate Strategy and Merger & Acquisitions
 - Business Development, Engineering & Construction
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication

- ERG Power Generation S.p.A. - che assicura la gestione delle attività di ingegneria e di costruzione e dei processi industriali e commerciali del Gruppo, anche attraverso personale facente capo ad altre società controllate, organizzati nell'ambito della direzione "*Generation & Market*" in:
 - unità produttive di generazione Wind & Solar, a loro volta declinate su base geografica;
 - una struttura di Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di competenze che assicura l'efficienza del modello operativo e la relativa standardizzazione dei processi a livello globale;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza, qualità e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.
 - un'area dedicata allo sviluppo e alla digitalizzazione dei sistemi aziendali di business.

A partire dal 2024, in linea con gli obiettivi del Piano Industriale, il Gruppo ha implementato un percorso evolutivo del proprio modello operativo al fine di sviluppare strategie di investimento che diventano più flessibili e per andare a cogliere le migliori opportunità di mercato. In tale logica, sono da inquadrare le variazioni organizzative relative (i) alla costituzione di una nuova area di Corporate Strategy and M&A che ha la finalità di creare valore in Europa e negli Stati Uniti mediante iniziative di M&A, Joint Venture, partnership commerciali, accordi di co-sviluppo e progetti innovativi e (ii) la costituzione di un'unica area di Business Development, Engineering & Construction al fine di valorizzare le competenze presenti nel Gruppo e rendere più efficace il processo di sviluppo organico end-to-end. Inoltre, al fine di garantire una sempre più efficace risposta alle sfide dell'attuale contesto, anche il modello operativo dell'area di Generation & Market si è evoluto, orientando principalmente il proprio focus sul miglioramento delle performance degli impianti, sull'evoluzione della proposta commerciale e sulla digitalizzazione, leva essenziale per conseguire una maggiore efficienza, innovazione e competitività.

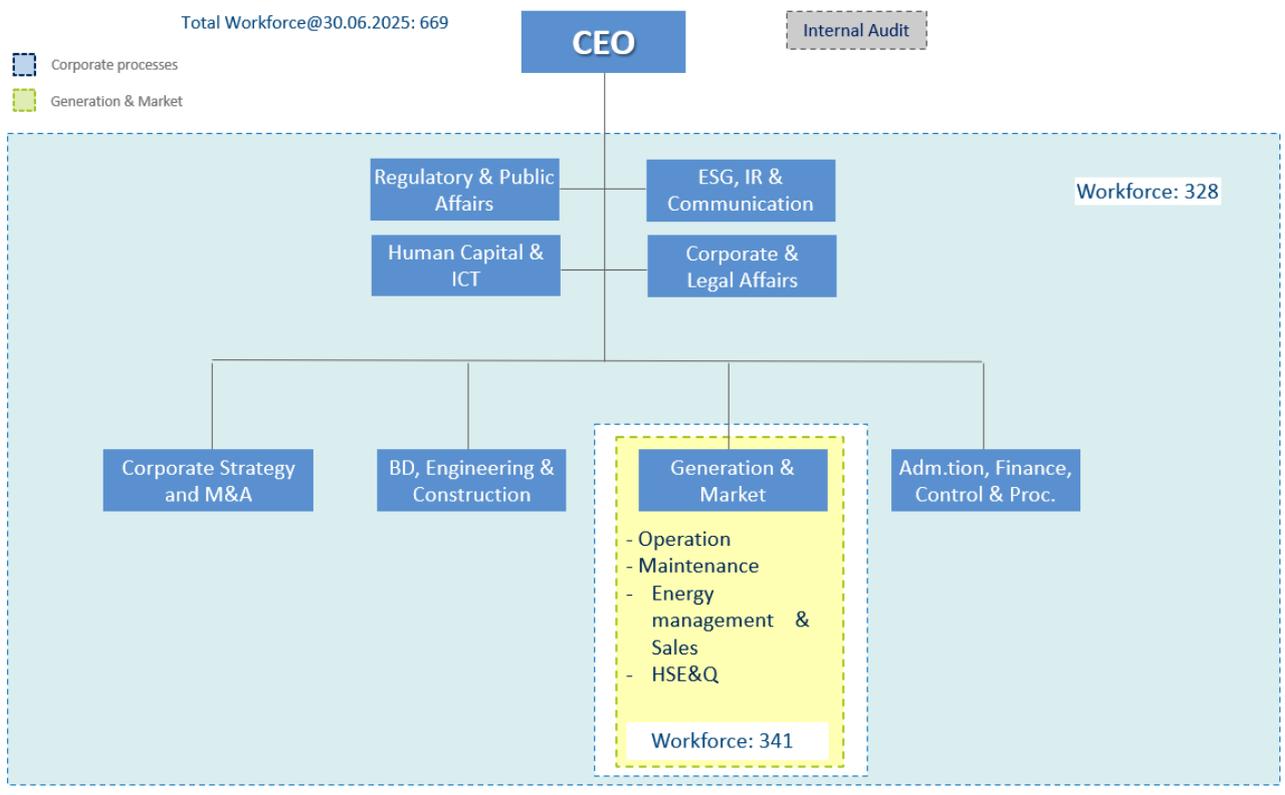
Infine, a conferma dell'interesse per i *Battery Energy Storage System (BESS)* e con la finalità di proseguire nello sviluppo e nella valorizzazione di questa tecnologia, è stato avviato il *BESS Development Program*, con gli obiettivi di:

- individuare, progettare, autorizzare e analizzare i business case di impianti di stoccaggio nei diversi Paesi in cui ERG opera;
- analizzare e valutare ulteriori eventuali opportunità identificate e proposte dalla Unità Organizzativa Corporate Strategy and Mergers & Acquisitions.

L'attuazione di questo programma necessita di un approccio di lavoro altamente interfunzionale, con capacità d'integrare e valorizzare contributi e conoscenze provenienti da diverse aree aziendali che è stato soddisfatto mediante la costituzione di uno specifico Gruppo di Lavoro.

A NEW ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS

Total Workforce@30.06.2025: 669



Variazione perimetro di business nel primo semestre 2025

In data 16 gennaio 2025 ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'accordo di Share Purchase Agreement (SPA) con BayWa r.e AG (firmato in data 20 dicembre 2024), per l'acquisizione del 100% delle azioni di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia. Il parco, entrato in esercizio nel corso del quarto trimestre del 2024, è costituito da nove turbine Nordex N133 da 4,8 MW l'una e beneficia di un Contract for Difference (CfD) della durata di 15 anni aggiudicato nell'asta AR4, in linea con la strategia di securizzazione dei ricavi perseguita dal Gruppo. La produzione annua è stimata in circa 120 GWh, corrispondenti a 46 kt di emissioni di CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno di oltre 28.000 famiglie. L'enterprise value della transazione ammonta a 60 milioni di sterline. Le due società neoacquisite sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2025.

Nel corso del semestre, sono stati inoltre completati:

- il repowering del parco eolico di Reinsdorf (+3 MW incrementali), con una produzione attesa annua di 11,5 GWh. Tale progetto, che ha già ottenuto in asta una tariffa ventennale, rappresenta il primo intervento di totale rinnovamento tecnologico degli impianti eolici del Gruppo realizzato all'estero.
- la costruzione e l'energizzazione di un nuovo parco eolico sviluppato e costruito internamente dal Gruppo in Francia, nella regione di Pas-de-Calais per una capacità installata complessiva di 18 MW.

Strategia

Il 2024 ha rappresentato un anno sfidante sotto molteplici aspetti, sia sul fronte politico e sociale che su quello climatico, con un innalzamento delle temperature globali senza precedenti, accompagnato in particolare, da un calo della ventosità soprattutto nel quarto trimestre in alcune aree europee, e da fenomeni meteorologici estremi, come incendi, piogge di eccezionale intensità ed allagamenti. Anche il primo semestre del 2025 è stato caratterizzato dal perdurare di una ventosità ampiamente inferiore rispetto alle medie storiche del periodo, in Italia e nel resto d'Europa.

In questo contesto, lo sviluppo dell'energia rinnovabile resta imprescindibile per contrastare gli effetti del climate change oltre che per incrementare l'indipendenza energetica e la competitività delle nostre economie. La domanda elettrica globale potrà incrementare in maniera considerevole grazie alle politiche di elettrificazione, se saranno agite con convinzione, e allo sviluppo dei sistemi di intelligenza artificiale che stanno già avendo una rapida penetrazione sia in Europa che negli USA. Tali prospettive, però, si incrociano oggi con un processo di decarbonizzazione che procede a rilento, in un contesto che è sempre più sfidante, rischioso e mutevole: politiche anti-rinnovabili, tensioni geopolitiche ed instabilità dei mercati finanziari, sono solo alcune delle attuali sfide da affrontare.

In questo scenario ERG, il 12 marzo 2025 ha rinnovato il suo impegno verso lo sviluppo delle rinnovabili e delle tecnologie di accumulo decarbonizzate grazie alla sua vision e alla sua consolidata esperienza in questo mercato. Un approccio strategico "Value over volume" basato su una crescita selettiva e flessibile capace di cogliere le opportunità di business di maggior valore.

RAFFORZATA LA STRATEGIA VALUE OVER VOLUME

	Crescita selettiva	>	4,2 GW di capacità installata nel 2026 (vs 4,5 GW); focus su repowering & sviluppo organico
	Investimenti/MOL	>	Investimenti: €1,0mld nel 2024-2026 (-20% vs prec. €1,2mld); MOL >€600mln al 2026
	Route to market	>	Confermato obiettivo di MOL quasi-regolato pari all' 85%-90% sul totale, tramite CFD & PPA
	Balance Sheet / Creazione valore	>	Impegno mantenimento dell'IG rating: DCM opzione preferenziale per efficienza e competitività della raccolta Confermato approccio "Value over Volume" (obiettivo IRR pari a +200 p.b. sul WACC)
	Diversificazione geografica	>	Focus geografico sui paesi Tier-1: crescita e consolidamento Valutazione delle opportunità di asset rotation nei paesi Tier-2
	Storage, ibridizzazione & digitalizzazione	>	Storage come nuovo ambito di sviluppo Ibridizzazione come opportunità tecnologica per valorizzare i nostri asset Digitalizzazione per ottimizzare la performance degli asset
	ESG	>	Priorità strategica: consolidare il posizionamento di ERG quale tier-1
	Remunerazione Azionisti	>	2025: 1 €/az da pagare come dividendo più buyback (già fatto) pari a 0,15 €/az 2026+: base di 1 €/az come dividendo e potenziale aumento tramite buyback

Aggiornamento della strategia e obiettivi per il periodo 2025-2026

In questo contesto particolarmente sfidante, ERG conferma il proprio impegno nello sviluppo del settore delle rinnovabili, rafforzando l'approccio "Value over Volume" volto a massimizzare il ritorno degli investimenti attraverso una crescita selettiva, concentrandosi sui progetti attualmente in costruzione e cercando di cogliere le opportunità derivanti dallo sviluppo della pipeline di progetti organici di 5GW. Il Repowering si conferma centrale nella strategia di crescita del Gruppo, leader in questa tipologia di intervento fondamentale per la transizione energetica grazie a una pipeline di progetti solida e visibile.

Gli investimenti nel periodo 2024-2026 previsti inizialmente pari a 1,2 miliardi di euro sono ora attesi a 1 miliardo di euro e confermiamo un EBITDA nel 2026 superiore a 600 milioni. Prevediamo di installare entro il 2026 4,2GW (rispetto ai 4,5GW previsti l'anno scorso). La crescita sarà focalizzata nelle geografie dove siamo già presenti e l'asset rotation potrà rappresentare una leva di crescita, volta a massimizzare il valore dei nostri investimenti.

Continua la strategia di diversificazione tecnologica, con maggiore impulso sui progetti di battery storage (BESS) e ibridizzazione degli impianti eolici e solari. Questo approccio punta ad aumentare la flessibilità del portafoglio asset, integrando la generazione di energia da sole e vento con sistemi capaci di bilanciarne la produzione e aumentarne l'efficacia. La digitalizzazione dei nostri asset wind&solar consentirà di massimizzarne la performance.

Per quanto riguarda il Route-to-Market, il Gruppo intende fare leva sull'esperienza consolidata in ambito energy management per ottimizzare la strategia di accesso al mercato. Confermiamo la volontà di raggiungere il target dell'85%-90% dell'EBITDA quasi-regolato attraverso meccanismi di supporto long term, tra cui in particolare i CFD governativi, e PPA con primarie controparti corporate nelle diverse geografie in cui operiamo. Tali forme di contrattualizzazione di lungo termine si confermano strumenti fondamentali per affrontare la persistente volatilità del mercato.

ERG presenta una struttura finanziaria solida, in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile.

ERG in Borsa

Al 30 giugno 2025 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 18,56 euro, in flessione (- 5,55%) rispetto a quella della fine dell'anno precedente e peggiore rispetto all'andamento dello S&P Global Clean Energy Index (+1,7%). Nello stesso periodo si è registrato un andamento positivo per l'Euro Stoxx Utilities Index (+21,9%), il FTSE MIB (+14,4%), il FTSE All Share (+16,2%) ed il FTSE Mid Cap (+13,4%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 15,96 euro (8 aprile) ed un massimo di 20,62 euro (7 gennaio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno 2025:

Prezzo dell'azione:

Prezzo di riferimento al 30.06	18,56
Prezzo max (07.01) ⁽¹⁾	20,62
Prezzo min (08.04) ⁽¹⁾	15,96
Media Prezzo di riferimento	18,39

(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

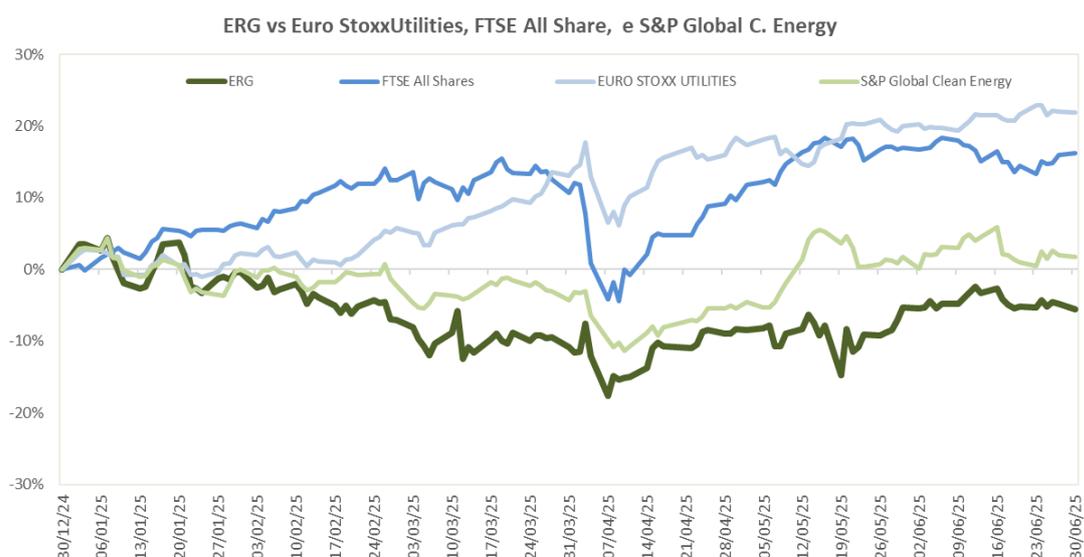
Volumi scambiati:

Volume massimo (20.05)	1.362.233
Volume minimo (30.06)	122.778
Volume medio	423.793

La capitalizzazione di borsa a fine semestre ammonta a circa 2.790 milioni di euro (2.954 milioni di euro alla fine del 2024).

Il numero di azioni in circolazione al 30 giugno era pari a 145.354.760.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2025



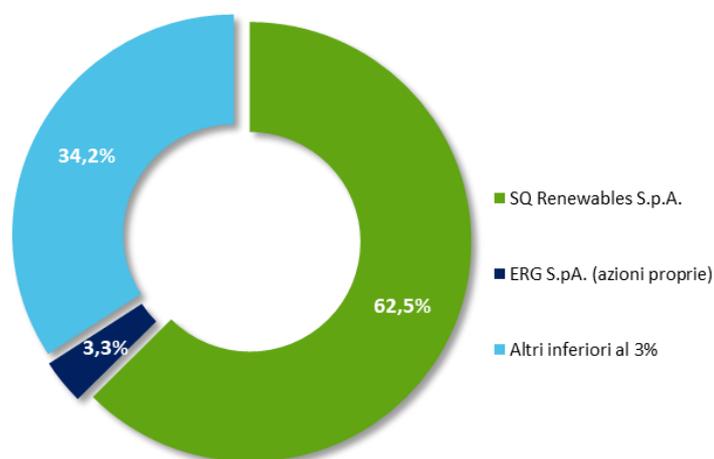
Programma di acquisto azioni proprie

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in data 14 novembre 2024, ha deliberato di dare avvio ad un programma di acquisto di azioni proprie, in attuazione della delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2024 come forma di investimento finalizzata a massimizzare la creazione di valore per la Società e per gli azionisti, per un periodo massimo di 3 mesi a far data dalla delibera. Il quantitativo massimo di Azioni acquistabili in attuazione del programma è stato definito in n. 1.200.000 (ovvero complessivamente pari allo 0,798% del capitale sociale), con un esborso massimo di 22.600.000 euro, senza pregiudizio per ogni altra limitazione eventualmente derivante da disposizioni legislative o regolamentari.

Il programma di acquisto azioni proprie si è completato in data 31 gennaio 2025 a seguito dell'avvenuto raggiungimento dell'esborso massimo complessivo di 22,6 milioni di euro; dall'avvio del programma sono state riacquistate n. 1.133.766 azioni ordinarie al prezzo medio ponderato di euro 19,8996 per azione. Considerando le azioni già in portafoglio prima dell'avvio del programma ERG S.p.A. detiene n. 4.965.240 azioni proprie pari al 3,3031% del relativo capitale sociale.

Le informative sull'acquisto di azioni proprie sono state oggetto di aggiornamenti settimanali pubblicati sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa".

Di seguito la composizione societaria alla data di Reporting del 30 giugno 2025:



Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
13 gennaio 2025	Italia	Wind	ERG ed Engie hanno sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 5 anni per la fornitura di 44 GWh/anno di energia prodotta da impianti eolici di ERG situati in Italia e non soggetti a regimi di incentivazione tariffaria.
16 gennaio 2025	UK & Nordics	Wind	ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquistato da BayWa r.e AG in data odierna l'intero capitale sociale di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia.
20 gennaio 2025	Italia	Wind	ERG e Plenitude, società controllata da ENI, hanno sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) di tipo "pay as produced", della durata di 5 anni, per la fornitura di circa 64 GWh/anno di energia prodotta da impianti eolici di ERG in Italia e non soggetti più a regimi di incentivazione tariffaria.
28 gennaio 2025	Italia	Corporate	ERG si conferma ai vertici della classifica "Global 100 most sustainable corporations in the world", realizzata a cura di Corporate Knights. ERG si posiziona al 18° posto assoluto e si conferma al primo posto tra le imprese italiane della classifica "Global 100".
04 febbraio 2025	UK & Nordics	Wind	ERG e Amazon hanno siglato un Power Purchase Agreement (PPA) a lungo termine. L'accordo, di tipo "pay-as-produced", riguarda la fornitura dell'energia e REGOs (Renewable Energy Guarantees of Origin) prodotte dal parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord, la cui costruzione sarà completata entro il quarto trimestre del 2025, con la conseguente messa in esercizio.
12 febbraio 2025	Italia	Corporate	ERG ha fatto il suo ingresso come Top Performer nel prestigioso S&P Global Sustainability Yearbook 2025, la classifica annuale di riferimento che riconosce le aziende leader in materia di sostenibilità aziendale.
11 marzo 2025	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2024 e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari.
28 marzo 2025	Germania	Wind	ERG si è aggiudicata tre aste, con assegnazione di tariffe ventennali ad una via, per la costruzione ed esercizio dei parchi eolici di Heyen, Jeggeleben e Brunsbuttel, per complessivi 40 MW. Annunciato inoltre il completamento della costruzione del repowering del parco eolico di Reinsdorf (6 MW), con una produzione attesa annua di 11,5 GWh. Questo percorso continuerà con il repowering, recentemente autorizzato, del parco di Beckendorf (13 MW). Nel paese è inoltre in costruzione il parco greenfield di Aukrug (22MW), il cui completamento è previsto entro la prima metà del 2026.
08 aprile 2025	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-. In uno scenario energetico e macroeconomico caratterizzato da una crescente volatilità, il rating riflette la solidità del modello di business del Gruppo e del suo portafoglio rinnovabile.
22 aprile 2025	Italia	Corporate	L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2024, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione, ha nominato il nuovo Collegio Sindacale, ha autorizzato l'acquisto fino ad un massimo di 15.032.000 azioni proprie ed ha approvato la Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2025 e sui compensi corrisposti nel 2024.
08 maggio 2025	Francia	Wind	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Picardie I per 18 MW sviluppato e costruito internamente dal Gruppo in Francia, nella regione di Pas-de-Calais. Il nuovo parco beneficia di un contratto per differenza (CFD) della durata di 20 anni.
18 giugno 2025	Italia	Corporate	ERG ha conquistato il gradino più alto del podio dell'"Identity Corporate Index 2025" (ICI), l'indice che analizza l'integrazione dei fattori ESG nei modelli di governance e management aziendale. Nell'edizione 2025 la classifica ha preso in esame 98 società italiane, di cui 22 appartenenti al FTSE MIB.

Highlights ⁽¹⁾

Adjusted Anno 2024	(milioni di Euro)		Reported 1° semestre 2024	Adjusted 1° semestre 2024
	Principali dati economici		2025	2025
738	Ricavi		382	386
535	Margine operativo lordo		272	274
271	Risultato operativo netto		127	146
175	Risultato netto di Gruppo		78	128
72%	Ebitda Margin %		71%	71%
	Principali dati finanziari		2025	2024
4.246	Capitale investito netto		4.275	4.313
2.223	Patrimonio netto		2.096	2.187
1.793	Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) ⁽²⁾		1.949	1.912
2.023	Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) ⁽²⁾		2.179	2.125
45%	Leva finanziaria ante IFRS 16 ⁽³⁾		48%	47%
Anno 2024	Dati operativi			1° semestre 2024
3.845	Totale capacità installata a fine periodo	MW		3.913
	Nuova capacità installata del periodo			160
	di cui Italia Eolico	MW		50
	di cui Italia Solare	MW		4
	di cui Estero Eolico	MW		106
	di cui Estero Solare	MW		0
6.959	Totale produzioni di energia elettrica	GWh		3.697
	Produzioni legate alla nuova capacità del periodo			584
	di cui Italia Eolico	GWh		187
	di cui Italia Solare	GWh		16
	di cui Estero Eolico	GWh		335
	di cui Estero Solare	GWh		46
535	Margine Operativo Lordo			274
250		Italia Eolico		124
90		Italia Solare		48
192		Estero Eolico		103
24		Estero Solare		9
(21)		Corporate		(10)
102	Ricavi netti unitari ⁽⁴⁾	Euro/MWh		99
553	Investimenti ⁽⁵⁾	milioni di Euro		143
660	Dipendenti a fine periodo	Unità		669

⁽¹⁾ Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate. Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli special items e le relative imposte correlate.

⁽²⁾ L'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16 e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.

⁽³⁾ La leva finanziaria ante IFRS 16 è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of use assets pari a 216 milioni.

⁽⁴⁾ I ricavi netti unitari (espressi al netto delle restituzioni clawback) 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, costi di sbilanciamento e fee di accesso al mercato.

⁽⁵⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del primo semestre 2025 include l'impatto dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio nel Regno Unito (43 MW).

Commento ai risultati del semestre

Nel primo semestre 2025 i **ricavi adjusted** sono pari a 382 milioni, in lieve diminuzione rispetto al primo semestre 2024 (386 milioni), per effetto di una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa e nonostante il pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025.

Le produzioni, infatti, sono state pari a 3,7 TWh in linea rispetto al primo semestre 2024 (3,7 TWh) grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio in Italia, Francia, UK e Stati Uniti (+0,6 TWh di cui +0,3 negli USA), sostanzialmente compensato dalla scarsa ventosità del periodo (-0,6 TWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 274 milioni, in diminuzione rispetto ai 281 milioni (-7 milioni, -3%) registrati nel primo semestre 2024.

ITALIA

- **Eolico (-13 milioni):** margine operativo lordo pari a 124 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2024 (137 milioni) per effetto dei minori volumi registrati derivanti da una persistente significativa minor ventosità del periodo. Tale riduzione risulta parzialmente compensata dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e all'incremento del prezzo dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024). Le produzioni totali risultano pari a 1.300 GWh rispetto ai 1.396 GWh del medesimo periodo del 2024 per effetto della suddetta marcata minore ventosità (-20% a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset in esercizio (+187 GWh).
- **Solare (+4 milioni):** margine operativo lordo pari a 48 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2024 (44 milioni) per effetto del contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering ed al miglior irraggiamento. Le produzioni sono state pari a 140 GWh, in aumento rispetto ai 120 GWh del primo semestre 2024.

ESTERO

- **Eolico (+3 milioni):** margine operativo lordo pari a 103 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (100 milioni) per effetto del contributo dei nuovi asset e dei maggiori prezzi catturati, in parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa. Le produzioni totali risultano pari a 1.878 GWh rispetto ai 1.797 GWh del medesimo periodo del 2024 grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+335 GWh) in gran parte compensate dalla marcata minore ventosità (-14% a pari perimetro).
- **Solare:** margine operativo lordo pari a 9 milioni, in lieve diminuzione rispetto al primo semestre 2024 (10 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati in Spagna e USA in parte compensati dal contributo dei parchi solare USA e Francia entrati progressivamente in esercizio nel corso del 2024. Le produzioni sono state pari a 379 GWh nel primo semestre 2025 rispetto ai 356 GWh del primo semestre 2024 in incremento principalmente per il pieno contributo dei parchi entranti progressivamente in esercizio nel corso del 2024 in USA e Francia (+46 GWh) in gran parte compensato dal minor irraggiamento diffuso.

Complessivamente l'effetto legato ai minori volumi registrati è stato pari a circa -55 milioni in parte compensato dal contributo della capacità installata (circa +43 milioni) ed ai maggiori prezzi di vendita.

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.

Il **risultato operativo netto adjusted** è pari a 135 milioni (154 milioni nel primo semestre 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 138 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2024 (127 milioni) principalmente per il pieno contributo, nel primo semestre 2025, degli assets americani consolidati dal 1° aprile 2024.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 83 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2024 (106 milioni), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, i maggiori oneri finanziari (+14 milioni) che risentono principalmente del maggior indebitamento finanziario e degli impatti legati all'accounting delle Tax Equity Partnership del portafoglio USA⁸ e minori imposte per 10 milioni.

⁸ Si ricorda che le società acquisite negli Stati Uniti sono consolidate integralmente dal 1° aprile 2024.

Nel primo semestre 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 143 milioni (444 milioni nel primo semestre 2024⁹) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), al primo intervento di *repowering* su un parco francese (23 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (13 MW).

L'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** risulta pari a **1.949 milioni**, in aumento (+156 milioni) rispetto al 31 dicembre 2024 (1.793 milioni). La variazione riflette gli effetti della distribuzione dei dividendi agli azionisti (147 milioni¹⁰), degli investimenti del periodo (143 milioni¹¹), del completamento del programma di acquisto azioni proprie (12 milioni), del pagamento delle imposte (20 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (188 milioni¹²).

L'**indebitamento finanziario netto post IFRS 16** include la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 30 giugno 2025, a 229 milioni in linea con il dato comparativo al 31 dicembre 2024.

⁹Il dato comparativo include l'impatto dell'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW complessivi).

¹⁰ di cui 2 milioni alle minorities

¹¹ L'importo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta nel Regno Unito nel primo trimestre 2025.

¹² Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.

Basis for preparation

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2025, 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

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo. Si precisa che i risultati, esposti per area geografica, 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. Per una più chiara rappresentazione, i risultati dei settori operativi 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 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". 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.

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 potrebbero 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	Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	1° semestre	
		2025	2024
2024			
	Italia		
109	PUN ⁽¹⁾	120	93
42	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	55	42
35	TTF	43	30
65	CO2	70	64
	Eestero		
58	Francia	67	47
78	Germania	91	67
107	Polonia	108	97
96	<i>di cui Energia Elettrica</i>	101	86
11	<i>di cui Certificati d'Origine</i>	7	11
103	Bulgaria	109	77
133	Romania	139	106
104	<i>di cui Energia Elettrica</i>	110	77
29	<i>di cui Certificato Verde</i>	29	29
109	Irlanda del Nord	126	96
85	Gran Bretagna	105	76
63	Spagna	62	39
50	Svezia SE4	59	56
22	MISO-MidAm	29	20
28	MISO-Illinois	37	27

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale.

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI E TARIFFE

INCENTIVI E TARIFFE ITALIA

-
- Eolico**
- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ 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 DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le procedure d'asta e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni. A partire da Settembre 2023, i valori delle tariffe di riferimento per le procedure d'asta sono soggetti ad aggiornamento sulla base dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), per tenere conto dell'inflazione media cumulata da agosto 2019 fino al mese antecedente alla data dell'asta, in applicazione del DL 57/2023.
 - 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. "Spalma-incentivi") sebbene con l'applicazione di una decurtazione del 5% sulla tariffa aggiudicata. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) 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 DM 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 DM 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; tale divieto non si applica agli impianti agrivoltaici che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, adottino soluzioni integrative innovative tali da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi per gli impianti agrivoltaici è inoltre subordinato, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico e la produttività agricola.
-

INCENTIVI E TARIFFE ESTERO

Germania	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ● Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo <i>feed-in tariff</i> (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012). ● Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016: tariffa di tipo FIP (EEG 2014). ● 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. ● Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021 e EEG 2023). La durata dell'incentivo è di 20 circa anni. Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) a 1 via e la tariffa aggiudicata in asta viene adeguata in base alla formula del c.d. Referenzertrag.
Germania	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ● Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021, EEG 2023). Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere alle aste purché di capacità non superiore a 20 MW. Tale limite (già derogato dalla disposizione transitoria per il solo esercizio 2023 fino a 100MW) è stato definitivamente emendato fino a 50MW con il SolarPackage 1 (pubblicato sulla Federal Law Gazette del 15 Maggio 2024) ma ad oggi in attesa di validazione da parte della Commissione Europea. ● Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via per circa 20 anni;
Francia	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ● Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: <i>feed-in tariff</i> (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 <i>load factor</i> effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400. ● Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: <i>feed-in premium</i> (FIP). La FIP è articolata in più componenti: <i>complément de rémunération</i>, 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. ● 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.
Francia	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ● Introdotto nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW. ● 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.
Bulgaria	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ● Tariffa (<i>feed-in tariff</i> – 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.
Polonia	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ● 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%. ● 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).
Romania	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ● Certificati Verdi per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare: <ul style="list-style-type: none"> 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); 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); ● Il cap e il <i>floor</i> entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 €/MWh e 29,4 €/MWh. ● 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.

Spagna	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ● <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 €/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. È anche previsto un ulteriore elemento di integrazione dei ricavi, espresso in €/MWh, qualora necessario, a copertura dei costi operativi “<i>Retribucion a la Operacion</i>” ● 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 (€/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv ● 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.
Stati Uniti	Eolico Solare	<ul style="list-style-type: none"> ● Per promuovere la diffusione delle energie rinnovabili, negli USA è attivo un meccanismo di certificati di energia rinnovabile (REC – Renewable Certificates), che possono essere emessi a beneficio dei produttori di energia elettrica per ogni megawattora di energia elettrica generata da FER e fornita alla rete. I REC sono titoli ambientali negoziabili, e possono essere venduti sia associati all’ l’energia elettrica prodotta dal generatore (bundled) che separatamente dall’energia elettrica (unbundled). ● Molti Stati in USA hanno fissato degli standards in termini di portafoglio di energie rinnovabili (RPS – Requirement Portfolio Standard) che i fornitori di servizi elettrici sono tenuti a garantire. Per dimostrare la conformità agli standards, i fornitori di servizi elettrici utilizzano i REC, generando in questo modo una domanda di certificati. All’interno del MISO, gli RPS vengono applicati solo in 4 stati (Illinois, Minnesota, Indiana e Michigan), ma i REC emessi in Illinois possono essere scambiati anche nel mercato elettrico adiacente PJM, dove Stati hanno fissato RPS più impegnativi. ● Tax Equity Partnership (TEP): tali accordi, tipici del mercato delle Rinnovabili degli Stati Uniti, sono una forma di incentivazione di progetti che utilizza una combinazione di flussi di cassa generati dal Progetto stesso e benefici fiscali. Le strutture di accordi di Tax Equity possono essere diverse, ma in genere a fronte di un investimento effettuato dal c.d. Tax Equity Partner (Partner) al completamento della costruzione dell’impianto, il ritorno dell’investimento avviene principalmente mediante attribuzione di crediti fiscali (ITC, Investment Tax Credit o PTC, Production Tax Credit). Il progetto solare Mulligan Solar, LLC ha beneficiato di un ITC, già finalizzato per sua natura prima del closing, mentre il progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC gode di incentivi PTC, dilazionati nel tempo.

AGGIORNAMENTI NORMATIVI E ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL SEMESTRE

UNIONE EUROPEA

• Clean Industrial Deal and Affordable Energy Action Plan

La Commissione Europea ha presentato il Clean industrial Deal (CID), un piano operativo volto a sostenere la competitività e la resilienza dell'industria europea, accelerando il processo di decarbonizzazione e garantendo allo stesso tempo un futuro sicuro all'industria manifatturiera. Tra i diversi pillars, il piano prevede anche azioni mirate volte a garantire la fornitura di energia rinnovabile a prezzi accessibili. Tra le misure annunciate, il programma pilota volto ad incentivare la sottoscrizione di PPA e a cui la Banca Europea d'Investimento (BEI) farà da garante, la pubblicazione delle nuove linee guida sugli aiuti di Stato e un pacchetto volto a implementare e potenziare le reti europee, con un particolare focus sulle reti transfrontaliere. Tra gli obiettivi di rilievo, il 32% del tasso di elettrificazione entro il 2030 (vs. 23% attuale) e l'installazione di 100 GW rinnovabili entro la stessa data, nonché la riduzione della tassazione sull'elettricità.

• Procedure d'infrazione in tema di permitting rinnovabile

A marzo la Commissione Europea ha comunicato i propri pareri motivati nei confronti degli Stati membri che si sono resi inadempienti nei confronti dell'obbligo di recezione della direttiva RED III per ciò che concerne l'adozione di procedure accelerate riguardanti il permitting per i progetti FER. A luglio 2024 era stata avviata la procedura d'infrazione nei confronti di 26 Stati membri. Ad oggi, ancora otto paesi non hanno dato piena attuazione alla normativa comunitaria, spingendo la Commissione ad attivare la seconda fase della procedura d'infrazione. Gli Stati in questione hanno adesso due mesi per conformarsi ai dettami europei. Se così non fosse, la Commissione potrebbe rivolgersi alla Corte Europea di Giustizia, la quale potrebbe adottare sanzioni disciplinari.

• Net Zero Industry Act

La Commissione Europea ha pubblicato quattro atti di rango secondario rientranti nel quadro del Net Zero Industry Act (NZIA). Tali atti sono volti a rendere l'industria europea più resiliente, competitiva e decarbonizzata. Tra le misure adottate l'inclusione dei cd. "non-price criteria" per le aste volte a sostenere la realizzazione di nuovi impianti FER: a partire da Dicembre 2025, tale misura sarà applicabile almeno al 30% del volume delle aste (o a 6GW annui). La Commissione ha stilato una lista di prodotti finali delle tecnologie a emissioni nette zero e della relativa componentistica per cui sono state individuate potenziali dipendenze da paesi terzi, e per cui risulterà necessaria l'applicazione del criterio di "resilienza". Infine, il NZIA permette ai prodotti manifatturieri delle tecnologie a emissioni nette zero di fare domanda per ottenere lo status di "progetto strategico".

• CISAF – Linee guida sugli aiuti di Stato

La Commissione Europea ha adottato un nuovo quadro per gli aiuti di Stato a sostegno del Clean Industrial Deal, noto come CISAF (Climate, Energy and Environmental State Aid Framework), con l'obiettivo di favorire lo sviluppo dell'energia pulita, la decarbonizzazione industriale e le tecnologie verdi nei Paesi membri.

Il CISAF stabilisce le condizioni in base alle quali gli Stati membri possono concedere aiuti compatibili con le regole europee in materia di concorrenza, permettendo così di sostenere investimenti strategici per la transizione industriale. Il nuovo quadro mira a facilitare l'approvazione rapida degli aiuti da parte della Commissione, in particolare attraverso regimi nazionali pre-autorizzati, accelerando la diffusione delle tecnologie pulite. Il nuovo strumento resterà in vigore fino al 31 dicembre 2030.

• Common Understanding Policy Paper tra UE e UK

Il 19 maggio è stato raggiunto un accordo di cooperazione tra UE e UK in tema di energia e sicurezza energetica mantenendo prioritari gli obiettivi di decarbonizzazione. In particolare, l'accordo prevede la possibilità di esplorare i termini di una partecipazione inglese al mercato interno dell'energia elettrica europeo. Inoltre, è stato previsto di collegare l'Emission Trading Scheme (ETS) inglese a quello europeo. Tale accordo permetterà di ridurre le barriere alla crescita economica, favorendo prezzi dell'energia più contenuti.

ITALIA

• ARERA – risoluzione 128/2025 sulle limitazioni degli impianti FER

A partire dal 1° aprile 2025, ARERA ha esteso il meccanismo di "Mancata produzione eolica" a tutti gli impianti rinnovabili non programmabili, indipendentemente dalla taglia dell'impianto. Ciò permette anche agli impianti PV di ricevere le compensazioni quando subiscono limitazioni da parte di Terna. Sarà cura del GSE provvedere a stabilire la metodologia di calcolo dell'energia producibile, necessaria per determinare le compensazioni. Queste ultime saranno identificate sulla base degli intervalli di 15 minuti (prima si basavano su intervalli orari). Viene poi eliminato l'Indice di Affidabilità (IA) per le fonti FER diverse da quella eolica.

• Aree idonee: sentenza del TAR Lazio

Con la sentenza n° 9155 del 15 maggio 2025, il Tar del Lazio si è pronunciato in merito al DM Aree Idonee, annullandolo nelle parti che prevedono la possibilità e non l'obbligo per le Regioni di riconoscere come aree idonee, le aree indicate all'interno dell'art. 20 del D.lgs. 199/2021. Secondo il Tribunale, il testo non fornisce indicazioni sufficienti e vincolanti alle Regioni, lasciando troppo spazio a interpretazioni diverse e compromettendo così l'uniformità dell'azione sul territorio nazionale. Il Ministero, pertanto, dovrà rivedere e riformulare entro 60 giorni i criteri per distinguere le aree idonee da quelle non idonee.

Tra i punti annullati, il TAR ha colpito in particolare l'articolo che lasciava alle Regioni la facoltà (e non l'obbligo) di confermare le aree idonee già definite a livello nazionale, e quello che imponeva un'unica fascia di rispetto di massimo 7 km attorno ai beni tutelati. Inoltre, il TAR ha chiarito che le aree considerate "non idonee" non devono essere viste come automaticamente vietate: i progetti dovranno comunque essere valutati caso per caso. La sentenza critica anche l'assenza di tutele per i procedimenti già avviati e sottolinea l'importanza di garantire criteri chiari e una protezione del paesaggio uniforme a livello nazionale.

• DM FER-X Transitorio

Il Ministero dell'Ambiente (MASE) ha pubblicato il decreto ministeriale volto a definire i criteri di eleggibilità e i meccanismi di funzionamento DM FER-X Transitorio, per cui è prevista un'asta nel corso del 2025. Tale decreto sarà valido fino al 31 dicembre 2025, e prevede la realizzazione di un'asta competitiva al ribasso per una capacità totale pari a 10GW. Successivamente, a maggio 2025 sono state pubblicate le regole operative da parte del GSE riguardanti gli impianti di potenza superiore ad 1 MW che accederanno alle aste competitive, inclusive dei contingenti e costi di riferimento.

• D.L. Bollette

Con una dotazione pari a 3 miliardi di euro, questo provvedimento mira a ridurre l'impatto del caro bollette nei confronti dei clienti vulnerabili, delle PMI e degli energivori. Tra le novità di rilievo, l'eliminazione delle penalità previste per i progetti di repowering che non avevano aderito al cd. "spalma incentivi". Inoltre, per i progetti di repowering sono state previste modifiche relative alle procedure autorizzative. Tra le varie modifiche si sottolinea che la VIA non sia più necessaria qualora l'incremento di potenza risulti essere inferiore a 30 MW e l'impianto venga realizzato all'interno dello stesso perimetro dell'impianto precedente.

Infine, il DL Bollette prevede la creazione di un meccanismo di CfD a 2 vie della durata di 5 anni per gli impianti che hanno terminato gli incentivi, rimangono tuttavia da definire le modalità di applicazione del provvedimento.

• DL Polizze catastrofali

Dal 31 marzo 2025, tutte le imprese iscritte al Registro delle Imprese italiano sono obbligate a sottoscrivere una polizza assicurativa contro i danni diretti derivanti da eventi catastrofali naturali. Per le grandi imprese (oltre 250 dipendenti), l'obbligo decorre dalla stessa data ma prevede un periodo transitorio di 90 giorni, fino al 30 giugno 2025, durante il quale sarà comunque possibile accedere a incentivi e contributi pubblici.

Le polizze devono essere stipulate con soggetti autorizzati e conformi ai requisiti fissati dal Decreto Ministeriale 18/2025, coprendo tutti i beni aziendali esposti al rischio – come edifici, impianti, macchinari e scorte –

da eventi naturali quali terremoti, alluvioni, frane, eruzioni vulcaniche e altre calamità riconosciute dalle autorità competenti.

- **MACSE**

È stata definita la data della prima asta del MACSE prevista per il 30 settembre 2025, grazie alla pubblicazione degli ultimi documenti mancanti per lo svolgimento della stessa: il MASE ha infatti approvato il “Documento Fabbisogno” e la “Relazione Tecnica” pubblicata da TERNA. L’operatore di rete ha stimato un fabbisogno di BESS per la gara pari a 10 GWh, suddivisi nelle diverse zone di mercato.

- **Piano di sviluppo della rete di TERNA**

Il piano mira a definire le priorità in termini di infrastrutture prioritarie per la rete elettrica italiana nel periodo 2025-2034. Il piano identifica quelli che sono i progetti prioritari per ottimizzare il funzionamento della rete, favorendo al contempo investimenti in FER e BESS. Con un budget stimato pari a 23 milioni di euro, il piano è destinato a rafforzare la rete nazionale rendendola più sostenibile, indipendente ed efficiente. Tali interventi dovrebbero permettere già a partire dal 2030 di aumentare la capacità di trasferimento interzonale di 7GW. Invece, per quanto riguarda le interconnessioni transfrontaliere, il piano prevede un aumento del 40%.

GERMANIA

- **Energy Industry Act & Renewable Energy Sources Act**

Il Parlamento tedesco ha adottato alcuni provvedimenti volti a modificare l’Energy Industry Act (EnWG) e il Renewable Energy Sources Act (EEG). Tali provvedimenti entreranno in forza il primo marzo 2025. In particolare, i nuovi emendamenti prevedono che i nuovi impianti PV non ricevano più incentivi EEG per l’energia immessa in rete nei periodi di prezzi negativi. Per far fronte alle perdite che tale misura genera, il periodo di compensazione è stato esteso a 20 anni. Per quanto riguarda invece l’eolico onshore, è stata prevista una maggior razionalizzazione dei terreni disponibili, per supportarne lo sviluppo: ciascuna municipalità potrà definire le aree idonee secondo i propri bisogni. Le aree designate per l’eolico onshore, infatti, restano al di sotto dell’obiettivo del 2% in tutti i Länder tedeschi.

FRANCIA

- **Legge Finanziaria 2025**

La Legge Finanziaria, legge n°851, è stata approvata a inizio febbraio nonostante la forte frammentazione politica francese. La legge stabilisce il quadro preliminare per i prezzi dell’energia derivante dalla produzione nucleare dopo il 2025, includendo misure relative ai prezzi negativi. L’elettricità prodotta da fonte nucleare sarà venduta sul mercato e tassata al di sopra di una certa soglia di ricavo (non ancora identificata). Sono attese chiarificazioni circa le richieste di limitazione della produzione, così come per il meccanismo dei prezzi negativi. Secondo la legge, infatti, EDF e le aziende di distribuzione locale che hanno l’obbligo di acquisto possono richiedere ai produttori di ridurre o sospendere la produzione al fine di contenere i costi del sostegno pubblico, prevedendo un indennizzo. Dall’altro lato, viene chiarito in che modo i prezzi di mercato negativi incidano sul pagamento dei premi e in quali circostanze i produttori siano tenuti a sospendere la generazione.

UK

- **REMA – Decisione di mantenere il prezzo unico nazionale**

Nell’ambito del programma REMA, il governo stava valutando due approcci generali per la riforma del mercato elettrico all’ingrosso: da un lato, l’introduzione di prezzi zionali, che avrebbero suddiviso il mercato in più zone a livello nazionale; dall’altro, il mantenimento di un prezzo unico nazionale accompagnato da riforme sostanziali e da una maggiore pianificazione strategica e coordinata del sistema.

Il governo ha deciso di mantenere un mercato elettrico all’ingrosso con un unico prezzo nazionale valido per tutta la Gran Bretagna, escludendo quindi l’opzione dei prezzi zionali. Verrà invece adottato un approccio

ambizioso di riforma del modello nazionale, attraverso un pacchetto coerente di misure che rafforzeranno l’efficacia del sistema attuale. Le riforme mirano a migliorare il coordinamento strategico, fornire segnali più chiari per un’allocazione efficiente degli impianti e aumentare l’efficienza operativa complessiva, garantendo al contempo maggiore stabilità e certezza agli investitori.

- **Strategia Industriale per il supporto agli energivori**

Il governo ha pubblicato una nuova Strategia Industriale che delinea un piano decennale per stimolare gli investimenti, affrontando due delle principali barriere allo sviluppo industriale: l’alto costo dell’elettricità e i lunghi tempi di attesa per la connessione alla rete. A partire dal 2027, sarà introdotto il British Industrial Competitiveness Scheme, con l’obiettivo di ridurre fino a 40 £/MWh i costi elettrici per oltre 7.000 imprese manifatturiere ad alta intensità energetica. Parallelamente, sarà potenziato il supporto alle industrie più energivore – come quelle dell’acciaio, della chimica e del vetro – aumentando lo sconto sui costi di rete dal 60% al 90% attraverso il programma British Industry Supercharger. Per facilitare l’accesso alla rete nei progetti industriali strategici, sarà inoltre attivato un nuovo servizio, il Connections Accelerator, pensato per velocizzare le connessioni, dando priorità alle iniziative che generano occupazione di qualità e rilevanti benefici economici.

Strategia Industriale, il governo ha pubblicato anche il Clean Energy Industries Sector Plan, con l’intento di raddoppiare il livello di investimenti annuali nelle industrie dell’energia pulita, portandoli a oltre 30 miliardi di sterline, in linea con il Clean Industrial Deal europeo.

- **Report sulle Limitazioni della Produzione in Irlanda nel 2024**

In Irlanda il TSO locale, EirGrid, ha realizzato un report sulle limitazioni della produzione per gli impianti PV e wind nel 2024, con una suddivisione tra Irlanda del Nord e Repubblica d’Irlanda. Dalla lettura si evince che il 29,6% dell’energia eolica disponibile sia stata soggetta a riduzioni forzate della produzione, principalmente a causa dei vincoli di rete. Per far fronte a tali criticità, il TSO nordirlandese, SONI, ha sviluppato un Piano volto a rafforzare le connessioni con la Repubblica d’Irlanda.

- **TNUoS tariffs for 2025/26**

Il gestore del sistema energetico della Gran Bretagna, NESO, ha pubblicato le tariffe definitive TNUoS (Transmission Network Use of System) per l’anno tariffario 2025/26, che avrà inizio il 1° aprile 2025 e terminerà il 31 marzo 2026. Poiché non sono state approvate modifiche alla metodologia di calcolo rispetto a quanto previsto nelle tariffe preliminari, non sono stati incorporati ulteriori cambiamenti nelle tariffe finali. Il totale dei ricavi da recuperare ammonta a 5,1 miliardi di sterline, in calo di 416,39 milioni rispetto alla stima preliminare ma in aumento di 898,47 milioni rispetto ai livelli del 2024/25. Per quanto riguarda le tariffe applicate ai produttori di energia, i ricavi previsti da recuperare ammontano a 1,13 miliardi di sterline per il 2025/26, con una riduzione di 33,4 milioni rispetto alla previsione iniziale, attribuibile in gran parte al calo delle entrate derivanti dalle tariffe locali offshore.

SPAGNA

- **Modifiche alla regolazione del servizio di controllo della tensione**

A seguito del blackout del 28 aprile, la CNMC, autorità spagnola per la concorrenza e i mercati, ha approvato la risoluzione per lo sviluppo di un servizio di controllo della tensione nel sistema elettrico peninsulare, in vigore dal 27 giugno. Il nuovo quadro rende il controllo della tensione un servizio strutturato, remunerato e soggetto a penalità, con l’obiettivo di istituire nuovi mercati locali in grado di trattare capacità su base regionale. La Procedura Operativa 7.4 definisce lo standard tecnico che consentirà anche alle fonti rinnovabili di contribuire al controllo della tensione. Le prestazioni di base restano analoghe a quelle attuali, obbligando i generatori a mantenere la capacità di generare o assorbire potenza reattiva a livello delle sbarre d’impianto. È inoltre prevista una modalità di erogazione su setpoint in tempo reale inviati dal gestore di rete, riservata alle installazioni ≥ 5 MW connesse alla rete di trasmissione, su base volontaria.

- **Finanziamento pubblico a sostegno dello stoccaggio**

A maggio il Ministero della transizione ecologica ha lanciato un programma di finanziamento volto a sostenere lo sviluppo delle batterie in Spagna. Il progetto mira a realizzare impianti della capacità minima di 1MW, standalone o ibrida, che sorgeranno principalmente nelle Comunità Autonome e municipalità meno sviluppate (Andalusia, Castilla-La Mancha, Ceuta, Estremadura e Melilla).

EAST EUROPE

- **Romania: Proroga del meccanismo di limitazione dei ricavi per produttori e operatori del mercato elettrico**

Il meccanismo di limitazione dei ricavi per produttori e operatori del mercato elettrico e del gas è stato prorogato dal 1° aprile al 30 giugno 2025. Riguarda produttori, trader, aggregatori e controparti di contratti di copertura, con l'esclusione degli impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 2025 e dei fornitori di teleriscaldamento in cogenerazione. Il sistema prevede il prelievo dell'80% dei ricavi eccedenti, calcolati rispetto a un prezzo di riferimento invariato di 400 RON/MWh. Restano esclusi i ricavi dal mercato di bilanciamento, mentre sono ammessi alcuni costi in deduzione, come lo sbilanciamento (fino al 10% per l'eolico) e le coperture finanziarie.

- **Bulgaria: Legge Finanziaria 2025**

L'estensione del massimale dei ricavi per i produttori di energia elettrica al 2025 in Bulgaria, inclusa nel bilancio statale per il 2025, è stata formalmente estesa fino a dicembre 2025. Gli impianti con contratti premium a partire dall'8.10.2022 e premium zero hanno un contributo aggiuntivo calcolato pari al 90% della differenza tra il Prezzo raggiunto sul mercato libero e il vecchio FIT, nessun cambiamento per gli impianti ERG esistenti.

- **Polonia: Aste supplementari per il Capacity Market**

A febbraio è stata adottata una norma che prevede la possibilità di indire aste supplementari (consegna al 2029) qualora il TSO individui delle criticità nell'adeguatezza della generazione. Tali aste potrebbero già tenersi nella seconda metà del 2025. Queste aste supplementari sono particolarmente rilevanti in quanto il meccanismo di sostegno a favore degli impianti a carbone scade nel 2028, rendendo necessario aumentare la nuova capacità contrattualizzata così da garantire la stabilità del sistema.

RISULTATI PER PAESE

Anno	(milioni di Euro)	1° semestre		
		2025	2024	Δ
2024	Ricavi adjusted			
418	Italia	213	222	(9)
319	Estero	170	163	6
100	Francia	55	53	2
55	Germania	23	30	(7)
54	UK & Nordics	31	30	1
24	Spagna	9	10	(1)
68	Est Europa	37	34	2
18	Stati Uniti	15	7	9
39	Corporate	19	19	1
(37)	Ricavi infrasettori	(19)	(18)	(2)
738	Totale ricavi adjusted	382	386	(4)
	Margine operativo lordo adjusted			
339	Italia	172	181	(9)
216	Estero	112	109	3
51	Francia	31	30	1
34	Germania	12	20	(8)
30	UK & Nordics	17	16	1
15	Spagna	3	6	(3)
54	Est Europa	26	26	(0)
32	Stati Uniti	24	12	11
(21)	Corporate	(10)	(10)	(0)
535	Margine operativo lordo adjusted	274	281	(7)
	Ammortamenti e svalutazioni adjusted			
(126)	Italia	(64)	(62)	(3)
(133)	Estero	(72)	(63)	(8)
(46)	Francia	(24)	(23)	(1)
(21)	Germania	(11)	(10)	(1)
(17)	UK & Nordics	(10)	(9)	(2)
(12)	Spagna	(6)	(6)	0
(19)	Est Europa	(9)	(9)	(0)
(18)	Stati Uniti	(12)	(7)	(6)
(4)	Corporate	(2)	(2)	(0)
(263)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(138)	(127)	(11)

Anno	(milioni di Euro)	1° semestre		
		2025	2024	Δ
2024	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>			
213	Italia	108	120	(12)
83	Eestero	40	46	(6)
6	<i>Francia</i>	7	7	0
12	<i>Germania</i>	1	9	(8)
13	<i>UK & Nordics</i>	7	8	(1)
3	<i>Spagna</i>	(3)	(0)	(3)
35	<i>Est Europa</i>	16	17	(0)
14	<i>Stati Uniti</i>	11	6	6
(25)	Corporate	(12)	(12)	(0)
271	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	135	154	(18)
	Investimenti ⁽¹⁾			
135	Italia	23	79	(56)
413	Eestero	119	364	(245)
142	<i>Francia</i>	12	118	(106)
9	<i>Germania</i>	8	1	7
26	<i>UK & Nordics</i>	98	10	88
0	<i>Spagna</i>	0	0	0
0	<i>Est Europa</i>	0	0	0
236	<i>Stati Uniti</i>	1	235	(234)
5	Corporate	1	1	(0)
553	Totale investimenti	143	444	(301)

⁽¹⁾ Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition* (72 milioni nel primo semestre 2025, 319 milioni nel periodo comparativo a seguito dell'acquisizione negli Stati Uniti). Si segnala che i dati non includono l'incremento dei Right of Use assets.

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 di ciascun parco sono influenzati dalle caratteristiche di ventosità e di irraggiamento solare 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 e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia oltre che dai contratti PPA stipulati con controparti private di primario standing.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.468 MW nell'eolico e 179 MW nel solare.

Anno 2024	Risultati Operativi	1° semestre		Δ
		2025	2024	
1.643	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.648	1.594	54
1.468	<i>Eolico</i>	1.468	1.419	50
175	<i>Solare</i>	179	175	4
2.720	Produzioni (GWh)	1.440	1.517	(77)
2.479	<i>Eolico</i>	1.300	1.396	(97)
241	<i>Solare</i>	140	120	19
	Load Factor % ⁽²⁾			
20%	<i>Eolico</i>	20%	24%	-3%
16%	<i>Solare</i>	18%	16%	2%
149	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	144	133	11
125	<i>Eolico</i>	120	120	(1)
399	<i>Solare</i>	369	400	(30)

⁽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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 1.440 GWh, di cui 1.300 GWh da fonte eolica e 140 GWh da impianti fotovoltaici, in diminuzione rispetto al medesimo periodo 2024 (1.517 GWh di cui 1.396 da fonte eolica e 120 GWh da fonte solare), per effetto di una minore ventosità registrata, parzialmente compensata dal contributo derivante dagli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e nei primi mesi del 2025.

Anno 2024	Risultati economici	1° semestre		Δ
		2025	2024	
	<i>(milioni di euro)</i>			
418	Ricavi adjusted	213	222	(9)
320	<i>Eolico</i>	160	173	(12)
98	<i>Solare</i>	52	49	3
339	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	172	181	(9)
250	<i>Eolico</i>	124	137	(13)
90	<i>Solare</i>	48	44	4
(126)	Ammortamenti e svalutazioni	(64)	(62)	(3)
(81)	<i>Eolico</i>	(42)	(39)	(3)
(45)	<i>Solare</i>	(22)	(22)	0
213	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	108	120	(12)
168	<i>Eolico</i>	82	98	(16)
45	<i>Solare</i>	26	22	4
135	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	23	79	(56)
116	<i>Eolico</i>	14	67	(53)
11	<i>Solare</i>	3	4	(2)
8	<i>Storage</i>	7	8	(1)
81%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	81%	82%	-1%
78%	<i>Eolico</i>	77%	79%	-2%
92%	<i>Solare</i>	92%	90%	2%

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2025, pari a 213 milioni, risultano in riduzione rispetto al medesimo periodo 2024 (222 milioni) per effetto dei minori volumi registrati derivanti da una persistente e significativa minor ventosità del periodo rispetto alle medie storiche. Tale riduzione risulta parzialmente compensata dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati progressivamente in esercizio nel corso del periodo, dall'incremento dei prezzi di mercato e dal valore dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024).

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, per ERG è stato pari a 120 Euro/MWh, in linea con il primo semestre 2024 (120 Euro/MWh).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 369 Euro/MWh (400 Euro/MWh nel 2024) in diminuzione per effetto delle coperture effettuate in linea con le policy di gruppo a prezzi inferiori rispetto a quelle del medesimo periodo del 2024.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Italia del primo semestre 2025 è pari a 172 milioni, in contrazione rispetto al primo semestre 2024 (181 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli ammortamenti del periodo (64 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (62 milioni) per effetto del progressivo contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.

Investimenti

Gli investimenti in Italia del primo semestre 2025 (23 milioni) si riferiscono principalmente alla realizzazione del Progetto di Storage, alle attività di *Repowering* e *Revamping* su alcuni impianti solari, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **MASE - linee guida per lo sviluppo del mercato dei contratti di acquisto a lungo termine di energia da fonti rinnovabili (MPPA).**

Viene incaricato il GME di sviluppare una piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione a lungo termine di energia rinnovabile e stabilisce i criteri e le condizioni in base ai quali il GSE potrà assumere il ruolo di garante di ultima istanza. Le modalità operative, i criteri di accesso e le procedure per usufruire della garanzia saranno definiti nelle Regole Operative del GSE, coerentemente con i principi di mercato e nel rispetto di un tetto massimo di spesa pari a 45 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027. ARERA definirà un corrispettivo a carico delle controparti che accederanno alla garanzia e il GSE dovrà presentare al MASE, d'intesa con il GME, una proposta per l'approvazione delle regole operative.

- **ARERA – Quantificazione del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi**

ARERA ha ufficialmente determinato – con la Delibera 9/2025/R/efr del 21 gennaio 2025 – il valore medio annuo del prezzo di cessione

dell'energia elettrica per il 2024, ai fini della quantificazione, per l'anno 2025, degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi. Il valore stabilito è di 109,05 €/MWh

- **ARERA – risoluzione 166/2025 sulla remunerazione della Riserva di Contenimento della Frequenza**

La riforma definisce i criteri e le metodologie necessarie per estendere anche alle unità di generazione basate su inverter, il meccanismo opzionale di valorizzazione dell'energia fornita per la regolazione primaria di frequenza (FCR).

- **Terna – Rapporto di Adeguatezza Italia (RAI)**

Terna ha pubblicato il Rapporto di Adeguatezza per l'Italia per gli anni 2028, 2030 e 2035. Secondo il TSO italiano, la capacità termoelettrica potrebbe diventare economicamente non sostenibile nel prossimo futuro, aumentando il rischio di non avere sufficiente capacità di generazione. Per far fronte a tale minaccia, Terna invita ad accelerare la realizzazione di impianti FER, a rafforzare la rete e a promuovere lo sviluppo dei sistemi di stoccaggio. Tali misure garantiranno all'Italia di assicurare l'adeguatezza del sistema all'interno dei parametri di sicurezza previsti.

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 (1.556 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW, in aumento a seguito dell'entrata in esercizio di tre parchi greenfield per 59 MW), Germania (330 MW), incrementati nel 2025 con il completamento del Repowering di un parco eolico (+3 MW incrementali), Polonia (142 MW), UK & Nordics (354 MW, incrementati, nel corso del 2025, con l'acquisizione di un parco eolico di 43 MW in Scozia), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 393 MW di potenza installata, di cui 128 MW in Francia e 266 MW in Spagna. Si ricorda inoltre che nel mese di aprile 2024 il Gruppo è entrato nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti attraverso una partnership strategica con Apex Clean Energy acquisendo un portafoglio eolico e solare (317 MW di cui 224 MW eolico e 92 MW solare).

Francia

Anno		1° semestre		
2024	Risultati Operativi	2025	2024	Δ
715	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	733	674	59
587	<i>Eolico</i>	605	546	59
128	<i>Solare</i>	128	128	0
1.210	Produzioni (GWh)	596	652	(57)
1.084	<i>Eolico</i>	522	593	(72)
126	<i>Solare</i>	74	59	15
	Load Factor % ⁽²⁾			
21%	<i>Eolico</i>	20%	25%	-5%
12%	<i>Solare</i>	13%	11%	3%
82	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	90	84	6
82	<i>Eolico</i>	90	81	9
81	<i>Solare</i>	87	84	4

⁽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 2025 la produzione di energia elettrica in Francia risulta pari a 596 GWh, di cui 522 GWh da fonte eolica e 74 GWh da impianti fotovoltaici, in riduzione rispetto al medesimo periodo del 2024 (652 GWh di cui 593 GWh da fonte eolica e 59 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto della ventosità significativamente inferiore rispetto alle medie storiche in parte compensata dai parchi entrati in operatività nel 2024 e nel primo semestre 2025.

Anno		1° semestre		
2024	Risultati economici	2025	2024	Δ
	(milioni di euro)			
100	Ricavi adjusted	55	53	2
90	<i>Eolico</i>	49	48	1
10	<i>Solare</i>	7	5	2
51	Margine operativo lordo adjusted	31	30	1
47	<i>Eolico</i>	27	28	(0)
4	<i>Solare</i>	4	2	1
(46)	Ammortamenti e svalutazioni	(24)	(23)	(1)
(40)	<i>Eolico</i>	(21)	(20)	(1)
(6)	<i>Solare</i>	(3)	(3)	(0)
6	Risultato operativo netto adjusted	7	7	0
7	<i>Eolico</i>	6	7	(1)
(2)	<i>Solare</i>	1	(1)	1
142	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	12	118	(106)
113	<i>Eolico</i>	12	82	(70)
29	<i>Solare</i>	0	36	(36)
51%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	56%	56%	-1%
52%	<i>Eolico</i>	56%	58%	-2%
42%	<i>Solare</i>	54%	42%	12%

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2025 risultano pari a 55 milioni, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (53 milioni) per l'effetto perimetro derivante dai parchi entrati in esercizio nel corso del 2024 e nel primo semestre 2025 e dell'aumento dei prezzi di vendita dell'energia, parzialmente compensati dai minori volumi registrati nell'eolico.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 90 Euro/MWh risultano in aumento rispetto al primo semestre 2024 (81 Euro/MWh) per effetto dei migliori prezzi di mercato e delle coperture effettuate in linea con le risk policy di gruppo.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 87 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 84 Euro/MWh del primo semestre 2024.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Francia del primo semestre 2025 è pari a 31 milioni, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo del 2024 (30 milioni), principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli ammortamenti del periodo (24 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (23 milioni) per il contributo dei parchi eolici e fotovoltaici sviluppati internamente (59 MW).

Investimenti

Gli investimenti in Francia del primo semestre 2025 (12 milioni) si riferiscono principalmente alle attività di costruzione di un parco eolico *greenfield* (18 MW) entrato in esercizio nel secondo trimestre 2025 e all'avvio delle attività di costruzione del primo intervento di *repowering* su un parco francese (23 MW). Il dato del primo semestre 2024 includeva l'effetto dell'acquisizione di un portafoglio eolico e fotovoltaico (84 milioni).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **CRE – Allineamento CfD alla granularità del mercato a 15 minuti**

La CRE ha pubblicato una delibera con cui raccomanda di allineare i contratti per differenza (CfD) alla futura granularità a 15 minuti. In particolare, propone di passare dal calcolo orario a quello su base 15 minuti per la determinazione del prezzo di riferimento nei CfD, in coerenza con il passaggio del mercato SDAC previsto per il 1° ottobre 2025. A seguito di una consultazione pubblica, la CRE suggerisce di adottare il nuovo metodo di calcolo a partire dal 1° aprile 2026, prevedendo un periodo transitorio a partire dal 1° ottobre 2025 per consentire agli operatori di adattarsi.

- **CRE – pubblicazione delle osservazioni circa il programma pluriennale per l'energia (PPE3)**

Nonostante sia ancora all'esame delle camere, la CRE concorda con il PPE3 evidenziando le principali necessità del sistema francese in

termini di riduzione complessiva dei consumi energetici e di elettrificazione della domanda, per poter così raggiungere gli obiettivi fissati al 2050. A parere della CRE, solo l'energia nucleare e quella rinnovabile potranno soddisfare l'aumento previsto dei consumi elettrici. La CRE evidenzia, inoltre, la necessità di rafforzare la rete, sviluppare maggior capacità in termini di stoccaggio, nonché accoglie l'apertura agli impianti FER della partecipazione al bilanciamento e alla flessibilità del sistema.

- **CRE – modifiche alla regolazione dei Servizi Ancillari di Frequenza**

A partire dal 1° febbraio 2025 viene introdotto il principio della domanda elastica per una parte del fabbisogno di riserva secondaria che sarà inviata da RTE alla piattaforma europea PICASSO (prerequisito necessario la partecipazione alla piattaforma PICASSO). A partire dal 1° gennaio 2026, per la riserva secondaria potranno essere presentate solo offerte asimmetriche.

Germania – Eolico

Anno		1° semestre		
2024	Risultati Operativi	2025	2024	Δ
327	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	330	327	3
568	Produzioni (GWh)	232	315	(83)
20%	Load Factor % ⁽²⁾	16%	28%	-12%
92	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	96	91	6

⁽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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 232 GWh, in riduzione rispetto al medesimo periodo 2024 (315 GWh) per effetto della scarsa ventosità registrata nel semestre.

Anno		1° semestre		
2024	Risultati economici	2025	2024	Δ
	(milioni di euro)			
55	Ricavi adjusted	23	30	(7)
34	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	12	20	(8)
(21)	Ammortamenti e svalutazioni	(11)	(10)	(1)
12	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	1	9	(8)
9	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	8	1	7
61%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	52%	66%	-14%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2025** risultano pari a 23 milioni, in riduzione rispetto al primo semestre 2024 (30 milioni), prevalentemente per effetto di una minore ventosità registrata nel periodo in parte compensata dai migliori prezzi catturati grazie al meccanismo incentivante a una via e al contributo del parco oggetto di repowering entrato in esercizio nel corso del 2025.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 96 Euro/MWh, risultano pertanto in aumento rispetto al primo semestre 2024 (91 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del primo semestre **2025** risulta pari a 12 milioni, in riduzione rispetto al primo semestre 2024 (20 milioni), principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Investimenti

Gli investimenti in Germania del primo semestre 2025 (8 milioni) si riferiscono principalmente al completamento delle attività di Repowering di un parco eolico da 6 MW di nuova capacità eolica (+3 MW differenziali) entrato in esercizio nel secondo trimestre 2025 e alla costruzione di un impianto eolico greenfield per 22 MW.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **ENTSO-E – Pubblicazione report sulla valutazione delle Bidding Zone**

ENTSO-E ha pubblicato il nuovo report sulla valutazione delle Bidding Zone per l'Europa centrale e per i paesi nordici. Mentre per quest'ultimi l'introduzione di bidding zone risulta non essere sostenibile economicamente, in Germania, la proposta di dividere il paese in cinque zone potrebbe comportare importanti dei vantaggi economici a livello di sistema. Molte associazioni di categoria si sono opposte alla valutazione di ENTSO-E criticandone la metodologia, nonché l'attendibilità dei dati utilizzati per le simulazioni (risalenti al

2019). ENTSO-E stessa ritiene necessaria una nuova analisi. Se implementata, tale riforma comporterebbe un rialzo dei prezzi nella maggior parte dei paesi dell'Europa centrale e orientale, a fronte di una riduzione dei prezzi nelle zone settentrionali della Germania. Infine, tale riforma richiederebbe un tempo di implementazione tra i 3 e i 5 anni, nonché una forte volontà politica che attualmente manca.

UK & Nordics – Eolico

Anno		1° semestre		
2024	Risultati Operativi	2025	2024	Δ
311	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	354	311	43
588	Produzioni (GWh)	319	303	16
22%	Load Factor % ⁽²⁾	21%	22%	-2%
60	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	63	67	(3)

⁽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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 319 GWh, in aumento rispetto al primo semestre 2024 (303 GWh), principalmente grazie al contributo del nuovo parco acquisito in UK ad inizio 2025.

Anno		1° semestre		
2024	Risultati economici	2025	2024	Δ
	(milioni di euro)			
54	Ricavi adjusted	31	30	1
30	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	17	16	1
(17)	Ammortamenti e svalutazioni	(10)	(9)	(2)
13	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	7	8	(1)
26	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	98	10	88
56%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	57%	55%	2%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2025** risultano pari a 31 milioni, in linea con il medesimo periodo 2024 (30 milioni), principalmente per effetto del nuovo parco acquisito ad inizio 2025 in parte compensato da una minor ventosità in UK. I ricavi netti unitari si attestano a 63 Euro/MWh, in lieve contrazione rispetto al primo semestre 2024 (67 Euro/MWh). Il **margine operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del **primo semestre 2025** si attesta a 17 milioni, in linea con il primo semestre 2024 (16 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi. Gli ammortamenti del periodo (10 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (9 milioni) per effetto perimetro derivante dell'acquisizione del parco eolico in Scozia avvenuta nel mese di gennaio 2025.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics del primo semestre **2025 (98 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione di un parco eolico in Scozia (43 MW) e alla costruzione di un nuovo parco eolico di 47 MW in Nord Irlanda la cui entrata in esercizio è prevista nel corso del terzo trimestre.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

UK

- **Riforma del processo di gestione della coda di connessione (TMO4+)**

È stata approvata l'introduzione del nuovo processo riformato per la gestione delle richieste di connessione alla rete, denominato Target Model Option 4+ (TMO4+). L'obiettivo è riorganizzare la coda di connessione per dare priorità ai progetti che risultano sia "pronti" sia "necessari", in linea con il piano d'azione Clean Power 2030 (CP2030). La riforma prevede la creazione di una coda razionalizzata e coerente con gli obiettivi del CP2030, e comporta modifiche alle licenze di NESO, alla Transmission Standard Licence e alla Distribution Standard Licence.

I progetti devono dimostrare sia un'adeguata "prontezza" sia l'allineamento con gli obiettivi del CP2030 per accedere al Gate 2 e avere quindi la priorità.

- **DESNZ e Ofgem – stoccaggio di energia elettrica**

DESNZ e Ofgem hanno pubblicato un Technical Decision Document congiunto, che conferma lo schema cap and floor per il programma per lo stoccaggio di energia a lunga durata. Tale schema sarà finanziato attraverso le tariffe di rete in caso di attivazione, per incentivare progetti di accumulo energetico. Il meccanismo si applica esclusivamente a impianti in grado di erogare potenza alla massima capacità in modo continuativo per almeno 8 ore e prevede due canali di accesso: il primo dedicato a tecnologie mature, con una soglia minima di 100 MW, il secondo rivolto a tecnologie in fase pre-commerciale, con una soglia minima di 50 MW. La durata del meccanismo è di 25 anni e per la prima finestra di selezione, aperta fino al 2035, è prevista una capacità complessiva indicativa compresa tra 2,7 e 7,7 GW.

Spagna- Solare

Anno		1°semestre		
2024	Risultati Operativi	2025	2024	Δ
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
479	Produzioni (GWh)	224	247	(23)
21%	Load Factor % ⁽²⁾	19%	21%	-2%
47	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	33	40	(7)

⁽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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 224 GWh, in contrazione rispetto al medesimo periodo 2024 (247 GWh) principalmente per effetto di un minor irraggiamento e per fermi degli impianti a seguito del verificarsi di prezzi negativi principalmente nel secondo trimestre.

Anno		1°semestre		
2024	Risultati economici	2025	2024	Δ
	(milioni di euro)			
24	Ricavi adjusted	9	10	(1)
15	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	3	6	(3)
(12)	Ammortamenti e svalutazioni	(6)	(6)	0
3	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	(3)	(0)	(3)
0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
60%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	32%	54%	-23%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2025** risultano pari a 9 milioni in lieve diminuzione rispetto al periodo comparativo (10 milioni) per effetto della minore produzione e dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un primo semestre 2024 che aveva beneficiato di prezzi di copertura superiori. I ricavi netti unitari si attestano a 33 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli del primo semestre 2024 (40 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del primo semestre **2025** si attesta a 3 milioni, in contrazione rispetto al medesimo periodo 2024 (6 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) – Eolico

Anno		1° semestre		
2024	Risultati Operativi	2025	2024	Δ
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
710	Produzioni (GWh)	353	372	(19)
30%	Load Factor % ⁽²⁾	31%	32%	-1%
87	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	94	85	8

(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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 353 GWh, in riduzione rispetto al primo semestre 2024 (372 GWh) per effetto della minore ventosità registrata.

Anno		1° semestre		
2024	Risultati economici	2025	2024	Δ
	(milioni di euro)			
68	Ricavi adjusted	37	34	2
54	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	26	26	(0)
(19)	Ammortamenti e svalutazioni	(9)	(9)	(0)
35	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	16	17	(0)
0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
80%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	70%	76%	-6%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2025** pari a 37 milioni, risultano in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (34 milioni), principalmente per effetto dell'incremento dei prezzi catturati in Polonia e Bulgaria in parte compensato dalle minori produzioni.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 94 Euro/MWh, in aumento rispetto al primo semestre 2024 (85 Euro/MWh) per effetto dei sopracitati maggiori prezzi di vendita dell'energia in Polonia e Bulgaria.

Si precisa che le misure (windfall tax) introdotte dal Governo rumeno nel 2024 e poi rinnovate nel 2025 per contrastare gli elevati prezzi dell'energia prevedono l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 400 lei/MWh, pari circa a 80 Euro/MWh (450 lei/MWh fino al 31 marzo 2024, pari a circa 90 €/MWh); tali valori non includono il ricavo da certificato verde pari a 29 Euro/MWh.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **primo semestre 2025** è pari a 26 milioni, in linea con il primo semestre 2024 (26 milioni)¹³.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Polonia

- **Introduzione dei prodotti con intervalli di 15 minuti**

A marzo è entrata in vigore una modifica rilevante per il funzionamento del mercato elettrico europeo: l'introduzione dei prodotti con intervalli di 15 minuti al posto di quelli orari nell'ambito del market coupling unico (*Single Intraday Coupling*, SIDC). Questo passaggio rappresenta

un'evoluzione importante verso una maggiore granularità degli scambi, in linea con l'obiettivo di migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili e la precisione dell'equilibrio domanda-offerta.

¹³ Si ricorda che il dato comparativo del primo semestre 2024 include il rilascio di fondi rischi per oneri potenziali in Romania.

Stati Uniti – Eolico e Solare

Si ricorda che la presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare acquisito negli Stati Uniti (per complessivi 317 MW) a partire dal 1° aprile 2024.

Anno	Risultati Operativi	1° semestre		
		2025	2024	Δ
2024				
317	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	317	317	-
224	Eolico	224	224	-
92	Solare	92	92	-
684	Produzioni (GWh)	533	263	270
563	Eolico	452	213	239
121	Solare	81	50	31
	Load Factor % ⁽²⁾			
29%	Eolico	46%	43%	3%
15%	Solare	20%	24%	-4%
26	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	24	25	(1)
22	Eolico	21	21	0
47	Solare	45	44	1
51	Ricavi netti unitari incluso PTC (Euro/MWh)	50	50	0
52	Eolico	51	51	(0)
47	Solare	45	44	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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in Stati Uniti risulta pari a 533 GWh (di cui 452 GWh da fonte eolica e 81 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al primo semestre 2024 (263 GWh, di cui 213 da fonte eolica e 50 da impianti fotovoltaici) nel quale gli asset americani avevano contribuito a partire dal 1° aprile 2024.

I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 21 Euro/MWh (51 Euro/MWh includendo i PTC), in linea rispetto al primo semestre 2024, mentre quelli da fonte solare a 45 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (44 Euro/MWh), e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.

Anno	Risultati economici	1° semestre		
		2025	2024	Δ
2024				
	(milioni di euro)			
18	Ricavi adjusted	15	7	9
12	Eolico	11	4	7
6	Solare	4	2	2
32	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	24	12	11
27	Eolico	21	10	10
5	Solare	3	2	1
(18)	Ammortamenti e svalutazioni	(12)	(7)	(6)
(16)	Eolico	(10)	(6)	(5)
(3)	Solare	(2)	(1)	(1)
14	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	11	6	6
12	Eolico	10	5	6
2	Solare	1	1	(0)
236	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	235	(234)
182	Eolico	0	182	(182)
54	Solare	0	53	(52)
36	Ricavi adjusted e Altri proventi (PTC)	29	13	16
31	Eolico	25	11	14
6	Solare	4	2	2

I **ricavi** registrati nel primo semestre 2025 risultano pari a 15 milioni, in aumento rispetto all’analogo periodo 2024 (7 milioni) principalmente per effetto perimetro.

I **ricavi e altri proventi (PTC)** risultano pari a 29 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 14 milioni relativi al provento non monetario del Production Tax Credit contabilizzato alla voce “Altri proventi” e calcolato sulla base della produzione di energia registrata nel periodo dal parco eolico.

Il **marginale operativo lordo *adjusted*** negli Stati Uniti del **primo semestre 2025** è pari a 24 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2024 (12 milioni) principalmente grazie all’effetto perimetro di cui sopra e risulta influenzato dal prezzo dei PPA e dal provento sopracitato. Come già riportato nelle premesse, le società USA sono consolidate integralmente dal 1°aprile 2024.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- **Ordine ER25-579-000 relativo alla revisione delle tariffe**

La FERC ha approvato le modifiche proposte da MISO al proprio *Open Access Transmission, Energy and Operating Reserve Markets Tariff*, relative alla revisione del valore del *Value of Lost Load* (VOLL), che rappresenta il prezzo massimo che i consumatori sarebbero disposti a pagare pur di evitare un’interruzione del servizio elettrico, ed è calcolato sulla base della disponibilità a pagare dei consumatori più

sensibili a tali interruzioni. MISO potrà quindi innalzare il VOLL a 10.000 \$/MWh, quasi tre volte il valore attuale di 3.500 \$/MWh, a partire dal 30 settembre. Il VOLL sarà utilizzato come tetto massimo per i prezzi marginali zonali (*locational marginal prices*) e i prezzi di mercato durante eventi di interruzione del carico (*load-shedding*).

PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

Conto Economico

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici reported, sia i risultati economici adjusted, esposti con l'esclusione degli special items.

Si precisa che la neoacquisita società nel Regno Unito, titolare di un impianto eolico per complessivi 43,2 MW è consolidata integralmente dal 1° gennaio 2025.

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)	Conto Economico	Reported			Adjusted			
		1° semestre			1° semestre			
		2025	2024	Δ	2025	2024	Δ	
	Ricavi	1	382	386	(4)	382	386	(4)
	Altri proventi	2	21	19	3	21	19	2
	Ricavi Totali		404	405	(1)	403	405	(2)
	Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	3	(4)	(6)	2	(4)	(6)	2
	Costi per servizi e altri costi operativi	4	(95)	(96)	0	(94)	(89)	(5)
	Costi del lavoro		(31)	(28)	(3)	(31)	(28)	(3)
	Margine Operativo Lordo		272	274	(2)	274	281	(7)
	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(145)	(128)	(17)	(138)	(127)	(11)
	Risultato operativo netto		127	146	(19)	135	154	(18)
	Proventi (oneri) finanziari netti	6	(22)	(9)	(12)	(23)	(9)	(14)
	Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0)	(0)	(0)	(0)	0	(0)
	Risultato prima delle imposte		105	137	(31)	113	144	(32)
	Imposte sul reddito	7	(25)	(7)	(18)	(27)	(38)	10
	Risultato netto attività continue		80	129	(49)	85	107	(21)
	Risultato di azionisti terzi		(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
	Risultato netto attività continue di Gruppo		78	128	(51)	83	106	(23)
	Risultato netto attività cedute		-	-	-	-	-	-
	Risultato netto di Gruppo		78	128	(51)	83	106	(23)

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici e solari. L'energia è venduta nei canali wholesale ed 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), 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, Regno Unito, Spagna e Stati Uniti;
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici e solari in funzione.

I ricavi reported del primo semestre 2025 sono pari a 382 milioni, in diminuzione rispetto al medesimo periodo del 2024 (386 milioni) principalmente a seguito di una ventosità riscontrata significativamente inferiore alle medie storiche in Europa nel primo trimestre, solo in parte compensata dal contributo della nuova capacità in esercizio.

I ricavi del primo semestre 2025 includono gli effetti correlati agli *Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measure and windfall tax)*, pari a 1,3 milioni, mentre si rilevavano impatti non significativi nel primo semestre 2024 in considerazione dello scenario di mercato.

2 - Altri proventi

Comprendono i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese. A partire dal secondo trimestre 2024 la voce include anche i proventi da PTC (Production Tax Credit) previsti dagli accordi di Tax Equity Partnership, strumento di incentivazione tipico del mercato delle rinnovabili degli Stati Uniti, pari a 14 milioni nel primo semestre 2025 (6 milioni nel periodo comparativo).

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

La voce include i costi per acquisti di materie prime e ricambi al netto delle variazioni delle rimanenze di magazzino 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, ai canoni di locazione, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori *adjusted* nel primo semestre 2025 non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 1 milione.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli **ammortamenti reported** (145 milioni), in aumento rispetto al primo semestre 2024 (128 milioni), si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti (8 milioni) e sviluppati internamente (4 milioni).

La voce include gli ammortamenti IFRS 16 pari a 5 milioni nel primo semestre 2025 (4,5 milioni nel primo semestre 2024). Nel primo semestre 2025 la voce inoltre include svalutazioni per circa 7 milioni del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Germania, i cui piani di Repowering sono stati autorizzati nel periodo.

Gli **ammortamenti adjusted** (138 milioni) in aumento rispetto al primo semestre 2024 (127 milioni) non includono le già commentate svalutazioni.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del primo semestre 2025 sono pari a 22 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2024 (9 milioni), che beneficiava di una remunerazione a breve termine sulla liquidità operativa particolarmente elevata, anche in considerazione del momento nel ciclo della politica monetaria.

Inoltre, lo scostamento è riconducibile al rifinanziamento, a tassi di interessi più elevati, dell'obbligazione rimborsata ad aprile 2025, benché il differenziale di rendimento tra i due bond sia stato notevolmente mitigato da operazioni di *prehedge* stipulate nel 2020 a tassi estremamente competitivi rispetto a quelli vigenti alla data di emissione (luglio 2024).

Inoltre, si segnala che lo scostamento rispetto al primo semestre 2024 è riconducibile anche all'accounting della Tax Equity Partnership del portafoglio USA¹ (2 milioni) ed all'impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 sulle acquisizioni del periodo e sui nuovi parchi sviluppati internamente (1 milione).

La voce include gli oneri finanziari relativi all'applicazione dell'IFRS 16 (5,5 milioni nel primo semestre 2025 rispetto ai 4,5 milioni del primo semestre 2024) e gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo semestre 2025 si è attestato all'1,7% rispetto all'1,5% del primo semestre 2024.

I **valori adjusted** nel primo semestre 2025 non includono i proventi netti derivanti dal *prepayment* di un project financing e del relativo strumento derivato di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi in capo alla neoacquisita società nel Regno Unito (1 milione), avvenuto nel primo trimestre 2025.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 25 milioni, in aumento rispetto ai 7 milioni del primo semestre 2024, che includevano il beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione² (pari a 28 milioni).

¹ Si ricorda che le società acquisite negli Stati Uniti sono state consolidate integralmente dal 1° aprile 2024.

² Ai sensi dell'art.15 del D.L. n.185/2008

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 27 milioni, in diminuzione rispetto ai 38 milioni del primo semestre 2024, principalmente a seguito dei risultati operativi sopra commentati. I valori adjusted del 2024 non includevano il sopra commentato beneficio da affrancamento avviamento.

Il tax rate *adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (26% nel primo semestre 2024).

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.

30/06/2024	Stato Patrimoniale riclassificato		30/06/2025	31/12/2024
	(milioni di Euro)			
4.812	Capitale immobilizzato	1	4.780	4.841
50	Capitale circolante operativo netto	2	66	34
(3)	Fondi per benefici ai dipendenti		(2)	(3)
359	Altre attività	3	270	246
(905)	Altre passività	4	(839)	(873)
4.313	Capitale investito netto		4.275	4.246
2.103	Patrimonio netto di Gruppo		2.024	2.147
85	Patrimonio netto di terzi	5	72	76
1.912	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	6	1.949	1.793
213	Passività per leasing	6	229	229
2.125	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	6	2.179	2.023
4.313	Mezzi propri e debiti finanziari		4.275	4.246

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2024	1.580	3.212	49	4.841
Investimenti	1	69	0	71
Variazioni area di consolidamento	17	75	0	92
Altre variazioni e disinvestimenti	(27)	(59)	(0)	(87)
Ammortamenti	(39)	(104)	0	(143)
Variazioni Right-of-use assets	-	5	-	5
Capitale immobilizzato al 30/06/2025	1.532	3.199	49	4.780

La riga **Investimenti** si riferisce principalmente all'avanzamento della costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Francia (31 MW), Germania (28 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (13 MW).

La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto dell'acquisizione di asset eolici avvenuta nel primo trimestre 2025 nel Regno Unito (43 MW).

2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per vendita di energia elettrica, i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica, la manutenzione degli impianti eolici e fotovoltaici ed altri debiti commerciali.

3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, dal *fair value* positivo degli strumenti derivati di copertura sull'energia elettrica dovute all'andamento del prezzo delle commodities, 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, i *fair value* dei VPPA (Virtual Power Purchase Agreement, alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri.

La voce include, inoltre, la passività iscritta nei confronti del Tax Equity Partner corrispondente al diritto dello stesso a ricevere i benefici fiscali nel tempo sotto forma, principalmente, di Production tax credit (PTC) e perdite fiscali.

5 - Patrimonio Netto di terzi

Le *minorities* sono relative alla partecipazione non totalitaria nelle società controllate di diritto statunitense (75%), in due società solari in Francia (59%) e in Andromeda PV S.r.l. (78,5%).

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che per maggiore chiarezza, a partire dal 2024, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività per leasing legata all'applicazione dell'IFRS 16, che «post IFRS 16», indicando la suddetta passività.

La passività per leasing al 30 giugno 2025 è pari a 229 milioni (229 milioni al 31 dicembre 2024).

30/06/2024	Riepilogo indebitamento del Gruppo	30/06/2025	31/12/2024
	<i>(milioni di Euro)</i>		
1.642	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.197	2.129
270	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(248)	(335)
1.912	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.949	1.793
213	Passività per leasing	229	229
2.125	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.179	2.023

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

30/06/2024	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	30/06/2025	31/12/2024
	<i>(milioni di Euro)</i>		
419	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	494	419
1.108	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.596	1.597
1.527	Totale	2.090	2.016
169	Totale Project Financing	135	144
(32)	Quota corrente Project Financing	(19)	(18)
137	Project Financing a medio-lungo termine	116	125
(22)	Crediti finanziari a medio-lungo termine	(10)	(12)
1.642	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine ante IFRS 16	2.197	2.129
206	Passività per leasing	224	223
1.848	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	2.421	2.351

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 30 giugno 2025 sono pari a 494 milioni e si riferiscono a quattro *Sustainable bilateral linked loans* e a un nuovo *Green Loan* stipulato nel primo semestre 2025 per 75 milioni nominali. I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato per circa 1 milione.

I **Debiti finanziari a medio-lungo termine** pari a 1.596 milioni, si riferiscono principalmente alla passività derivanti dal collocamento di tre prestiti obbligazionari emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN), relativi a:

- 500 milioni nominali³ (della durata di 6 anni a tasso fisso);
- 600 milioni nominali (della durata di 7 anni a tasso fisso);
- 500 milioni nominali (della durata di 10 anni a tasso fisso).

Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato circa 8 milioni.

Si ricorda che il prestito obbligazionario emesso nel 2019 (per un importo pari a 500 milioni nominali) è stato rimborsato nel mese di aprile 2025.

La voce include inoltre passività correlate a componenti differite di corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (circa 2 milioni).

I debiti per **Project Financing** pari a 135milioni⁴ al 30 giugno 2025 sono relativi a:

- finanziamenti per 58 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di due impianti fotovoltaici in Centro Italia;
- finanziamenti per 16 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;
- finanziamenti per 61 milioni erogati per la costruzione di parchi eolici e fotovoltaici in Francia, nell'ambito dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2024.

Si segnala che, in riferimento all'acquisizione del nuovo parco eolico nel Regno Unito, avvenuta nel mese di gennaio 2025, era stato acquisito un Project Financing rimborsato anticipatamente nel primo trimestre 2025, nell'ambito delle attività di Liability Management attuate dal Gruppo negli ultimi anni.

I **Crediti finanziari a medio-lungo termine** pari a 10 milioni si riferiscono alla quota a lungo termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse.

30/06/2024	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	30/06/2025	31/12/2024
	<i>(milioni di Euro)</i>		
111	Finanziamenti bancari a breve termine	199	179
498	Quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine	(2)	498
33	Altri debiti finanziari a breve termine	36	30
642	Passività finanziarie a breve termine	233	707
(283)	Disponibilità liquide	(341)	(591)
(100)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(145)	(460)
(383)	Attività finanziarie a breve termine	(487)	(1.051)
32	Project Financing a breve termine	19	18
(21)	Disponibilità liquide	(13)	(10)
10	Project Financing	6	9
270	Totale indebitamento finanziario netto a breve termine ante IFRS 16	(248)	(335)
7	Passività per leasing	5	7
277	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	(242)	(329)

³ Emesso nel mese di luglio 2024

⁴ Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono le posizioni riferite a linee di finanziamento a breve termine. Gli **Altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i ratei per interessi passivi su Bond, *Corporate Loans* e Project Financing (32 milioni) oltre a passività correlate a componenti differite di corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (circa 2 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per 133 milioni, i ratei attivi per interessi finanziari maturati per 4 milioni, oltre alla quota a breve termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 5 milioni.

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *ante IFRS 16* 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:

Anno		1° semestre	
2024	(milioni di Euro)	2025	2024
535	Margine operativo lordo adjusted	274	281
(50)	Variazione capitale circolante	(85)	(62)
485	Cash Flow operativo	188	219
(234)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(71)	(124)
(319)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(72)	(319)
1	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	0
(11)	Altre variazioni e disinvestimenti	(1)	(9)
(563)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(143)	(453)
(19)	Proventi (oneri) finanziari	(18)	(6)
-	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	1	-
(0)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	0
(19)	Cash Flow da gestione finanziaria	(17)	(6)
(39)	Cash Flow da gestione fiscale	(20)	(53)
(152)	Distribuzione dividendi	(147)	(148)
(47)	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(12)	(37)
(13)	Altri movimenti di patrimonio netto	(5)	11
(212)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(164)	(173)
1.445	Indebitamento finanziario netto iniziale ante IFRS 16	1.793	1.445
348	<i>Variazione netta</i>	156	467
1.793	Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	1.949	1.912
229	<i>Passività per leasing</i>	229	213
2.023	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.179	2.125

Il **Cash flow operativo** del primo semestre 2025 è positivo per 188 milioni, in diminuzione rispetto al corrispondente periodo 2024 (219 milioni) per i minori risultati operativi e per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del primo semestre 2025 si riferisce agli impatti correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), al repowering di un parco eolico in Francia (+23 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (13 MW).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo.

Il **Cash flow da gestione fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** include la distribuzione dei dividendi agli azionisti, il completamento del programma di acquisto azioni proprie, i movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati oltreché alla riserva di traduzione cambi.

La variazione della **Passività per Leasing** è riconducibile alla variazione del perimetro di consolidamento per l'acquisizione in Regno Unito e all'avvio in operatività dei nuovi parchi eolici sviluppati internamente.

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).

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).

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 in corso di cessione/cedute riclassificate alla riga "Risultato netto attività 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), al netto dei relativi effetti fiscali.

Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto attività continue *adjusted* con l'esclusione del risultato degli azionisti terzi.

Gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, con l'inclusione delle operazioni di Merger & Acquisition e non inclusivi dei Right of Use assets.

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 (comprensivo del Right of Use Assets), del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività.

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 inoltre la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.

Per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività.

La **leva finanziaria ante IFRS 16** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei *Right of Use assets*.

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.

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

Anno 2024	MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	1° semestre	
			2025	2024
531	Margine operativo lordo		272	274
	<i>Esclusione Special Items:</i>			
8	Oneri accessori operazioni straordinarie	1	1	6
(4)	Plusvalenza cessione opere d'arte	2	-	-
1	Accantonamento Fondo Business Dismessi	3	0	0
535	Margine operativo lordo adjusted		274	281
Anno 2024	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		1° semestre	
			2025	2024
(278)	Ammortamenti e svalutazioni		(145)	(128)
	<i>Esclusione Special Items:</i>			
10	Svalutazione Repowering Wind Italia	4	-	1
3	Svalutazione Repowering Wind France	4	-	-
1	Svalutazione Repowering Wind Germany	4	7	-
1	Svalutazione Asset parco eolico Svezia		-	-
(263)	Ammortamenti adjusted		(138)	(127)
Anno 2024	RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		1° semestre	
			2025	2024
187	Risultato netto attività continue di Gruppo		78	128
	<i>Esclusione Special Items:</i>			
(3)	Esclusione della cessione delle opere d'arte	2	-	-
7	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	1	4
3	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	3	0	0
10	Esclusione svalutazione Repowering	4	5	1
0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	(1)	-
(28)	Esclusione imposta sostitutiva Wind & Solar Italy	6	-	(28)
175	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		83	106

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
- Plusvalenza realizzata nel 2024 dalla vendita di opere d'arte iscritte nel patrimonio immobilizzato della holding ERG S.p.A. a una parte correlata di ERG S.p.A. a valori di mercato.
- Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- Svalutazioni di impianti esistenti che saranno oggetto

- di già approvati ed autorizzati piani di Repowering in Germania.
- Nel 2025 la voce include proventi finanziari correlati alla chiusura anticipata di un project financing in capo alla neoacquisita società in Regno Unito.
- Storno benefico dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle Business combination Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.

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

Conto Economico 1° semestre 2025

<i>(milioni di Euro)</i>	Schemi di Bilancio	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	382	-	382
Altri proventi	21	(1)	21
Ricavi totali	404	(1)	403
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(4)	-	(4)
Costi per servizi e altri costi operativi	(95)	2	(94)
Costi del lavoro	(31)	-	(31)
Margine operativo lordo	272	1	274
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(145)	7	(138)
Risultato operativo	127	8	135
Proventi (oneri) finanziari netti	(22)	(1)	(23)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	(0)
Risultato prima delle imposte	105	7	113
Imposte sul reddito	(25)	(2)	(27)
Risultato netto attività continue	80	5	85
Risultato di azionisti terzi	(3)	-	(3)
Risultato netto attività continue di Gruppo	78	5	83
Risultato netto attività cedute	-	-	-
Risultato netto di Gruppo	78	5	83

Conto Economico 1° semestre 2024

<i>(milioni di Euro)</i>	Schemi di Bilancio	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	386	-	386
Altri proventi	19	-	19
Ricavi totali	405	-	405
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(6)	-	(6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(96)	6	(89)
Costi del lavoro	(28)	-	(28)
Margine operativo lordo	274	6	281
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(128)	1	(127)
Risultato operativo	146	7	154
Proventi (oneri) finanziari netti	(9)	-	(9)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	0	0
Risultato prima delle imposte	137	7	144
Imposte sul reddito	(7)	(30)	(38)
Risultato netto attività continue	129	(23)	107
Risultato di azionisti terzi	(1)	-	(1)
Risultato netto attività continue di Gruppo	128	(23)	106
Risultato netto attività cedute	-	-	-
Risultato netto di Gruppo	128	(23)	106

Fatti di rilievo dopo la chiusura del semestre

In data 1° luglio 2025 si è perfezionata la scissione parziale proporzionale mediante scorporo della controllante indiretta San Quirico S.p.A. (che ha assunto la denominazione di GARMON S.p.A.) con l’assegnazione di una parte del proprio patrimonio in favore di una società beneficiaria di nuova costituzione, dalla stessa interamente controllata (che ha assunto la denominazione di San Quirico S.p.A.).

Tali variazioni non hanno avuto per la Società alcun impatto diretto, sia con riferimento alla limitata attività di direzione e coordinamento che SQ Renewables S.p.A. continua a svolgere nei confronti della Società che con riferimento al soggetto (ovvero GARMON S.p.A., già San Quirico S.p.A.) che in ultima istanza continua a controllare ERG S.p.A.

Inoltre, dopo la chiusura del semestre sono avvenuti i seguenti fatti di rilievo:

- in data 31 luglio ERG ha completato la costruzione e l’avvio dell’energizzazione del parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord, composto da 11 turbine Vestas V117 da 4,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 47,3 MW;
- Route-to-market – firmato in data 1° agosto un PPA con A2A della durata di 15 anni, a partire dal 1° gennaio 2027, per la fornitura di 182 GWh annui di energia rinnovabile prodotta dal parco di Salemi-Castelvetrano che ha terminato l’intervento di repowering a dicembre 2024. Aggiudicata la fornitura di energia rinnovabile al Gruppo FS di 130 GWh/anno per una durata di 5 anni e di 55 GWh/anno per una durata di 10 anni. L’energia verrà fornita dal portafoglio impianti che hanno esaurito il primo periodo di incentivazione.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da volatilità sia dei prezzi di mercato che dei volumi, quest’ultimi dipendenti dalla disponibilità della risorsa naturale, vento e irraggiamento solare. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell’elettricità risulta in aumento nei primi mesi del 2025 rispetto a quanto registrato nel 2024. In termini di risorsa naturale, il trend evidenziato da febbraio ad aprile è proseguito anche nei mesi di maggio e giugno, con una scarsa ventosità in Europa attestandosi ai minimi storici. Migliori condizioni sia anemologiche che di irraggiamento sono invece state registrate nei nostri parchi USA.

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. Tali coperture, quando 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 performance nel 2025 rispetto al 2024.

Italia

Il **marginale operativo lordo del Wind è previsto in lieve riduzione** per effetto della scarsa ventosità registrata nei primi mesi del 2025 nonostante il pieno contributo derivante dai parchi Repowering entrati in esercizio nel corso del 2024 per complessivi 101 MW (177 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti) ed al maggior valore dell’incentivo GRIN, che nel 2025 si attesta a 55 €/MWh rispetto ai 42 €/MWh del 2024. Tali risultati sono in parte compensati dai minori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel 2024 secondo le policy del gruppo.

Il **marginale operativo lordo del Solare è previsto in aumento** rispetto al 2024 prevalentemente per effetto dei maggiori volumi derivanti dalle attività di revamping e repowering degli impianti effettuate nel 2024 in parte compensati dai minori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel corso del 2024.

Si stima per il 2025 un **marginale operativo lordo Wind & Solar Italia sostanzialmente in linea** rispetto al 2024.

Estero

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto in forte aumento** rispetto al 2024 principalmente per effetto perimetro derivante dal pieno contributo dell'acquisizione in USA (224 MW) e di due parchi greenfield in Francia (41 MW) entrati nel corso del 2024, oltre all'acquisizione effettuata a gennaio 2025 in UK (43 MW) e alla prevista entrata in esercizio nel primo semestre di un parco *greenfield* in Francia (18 MW) e di un parco *repowering* in Germania (6 MW). La ventosità stimata tiene conto delle produzioni registrate nei primi mesi dell'anno, caratterizzati da scarsa ventosità, mentre per il restante periodo dell'anno è allineata alle medie storiche/statistiche. Nel complesso si stimano volumi superiori ai dati registrati nel 2024.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2024 principalmente per effetto del pieno contributo derivante dall'acquisizione US (92 MW) sostanzialmente compensato da prezzi catturati inferiori in Spagna per effetto dei minori prezzi delle coperture a termine.

Il **marginale operativo lordo Wind & Solar all'estero è atteso in deciso aumento** rispetto al 2024.

Guidance 2025

Per l'esercizio 2025, a livello di Gruppo, si stima un marginale operativo lordo nell'intervallo compreso tra 540 e 600 milioni, in aumento rispetto al risultato 2024 (535 milioni).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 190 e 240 milioni (553 milioni nel 2024) ed includono principalmente la recente acquisizione in UK, la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2025 e il 2026.

L'indebitamento finanziario netto adjusted a fine 2025 è atteso nel range tra 1.850 e 1.950 milioni (1.793 milioni a fine 2024), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

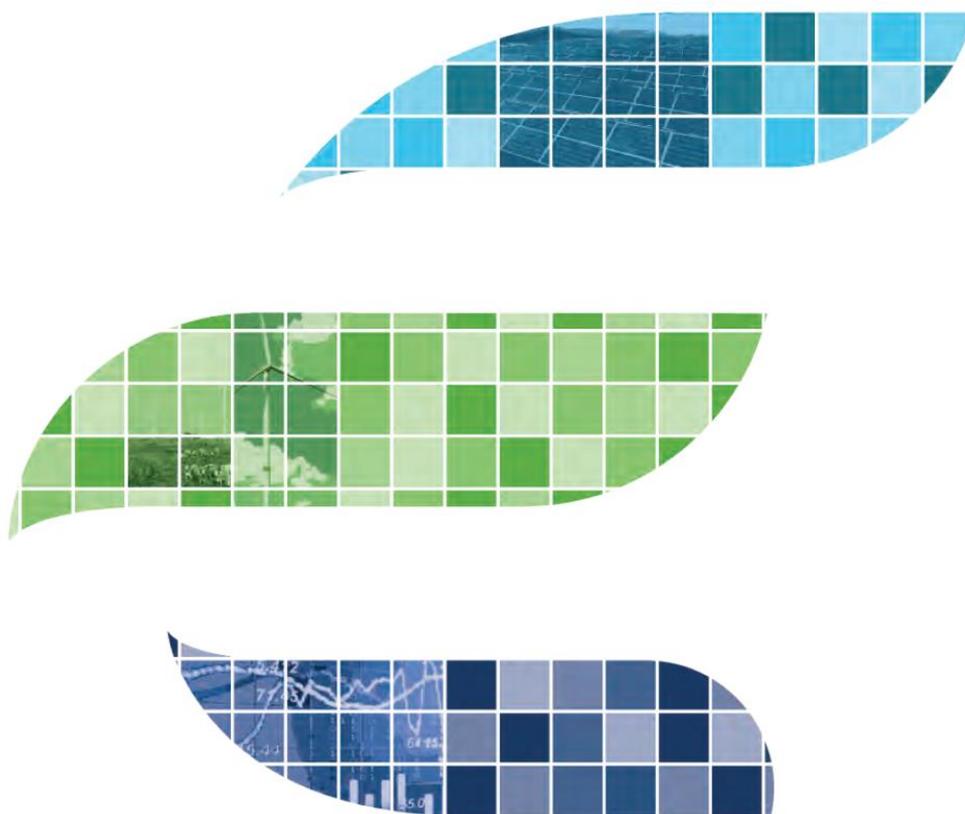
Genova, 1° agosto 2025

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

(firmato in originale)

Edoardo Garrone



BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2025

Prospetto di conto economico ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2025	1° semestre 2024
Ricavi	1	382.322	386.127
Altri proventi	2	21.179	18.572
Costi per acquisti	3	(4.387)	(6.443)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(95.476)	(95.532)
Costi del lavoro	5	(31.241)	(28.432)
MARGINE OPERATIVO LORDO		272.396	274.291
Ammortamenti Attività Immateriali	21	(39.710)	(37.482)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	21	(97.348)	(90.564)
Ripristini (svalutazioni) di valore		(8.112)	-
RISULTATO OPERATIVO NETTO		127.226	146.246
Proventi finanziari	37	42.727	43.732
Oneri finanziari	37	(64.453)	(53.070)
Proventi (oneri) finanziari netti		(21.726)	(9.338)
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	24	(38)	-
Proventi (oneri) da partecipazioni		(38)	-
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		105.461	136.908
Imposte sul reddito	41	(25.050)	(7.443)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		80.411	129.465
Risultato di azionisti terzi	30	2.769	1.103
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		77.642	128.362

(Euro)

	1° semestre 2025	1° semestre 2024
Utile per azione base e diluito ⁽²⁾	0,544	0,866
Utile di Gruppo per azione base e diluito ⁽²⁾	0,525	0,858

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

⁽²⁾ Calcolato sulla base del numero medio di azioni in circolazione del periodo pari a 145.419.719 (146.215.446 nel periodo comparativo). Non si segnalano differenze tra gli indicatori di utili per azione base e diluito.

Prospetto di conto economico complessivo ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2025	1° semestre 2024
Risultato netto del periodo		80.411	129.465
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		(16.926)	24.005
Imposte sul reddito riferite alla copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		4.775	(6.937)
	29	(12.151)	17.067
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		(49.882)	6.713
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		10.251	(1.774)
	29	(39.631)	4.939
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		(51.782)	22.006
Risultato netto complessivo del periodo		28.629	151.471
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		2.769	1.103
Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo		25.860	150.369

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

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2025	31/12/2024
ATTIVITA'			
Autorizzazioni e Concessioni	15	1.065.387	1.107.925
Altre attività immateriali	16	16.990	17.615
Avviamento	17	449.355	453.991
Immobili, impianti e macchinari	18	2.983.563	2.994.419
Attività per diritti di utilizzo	19	215.515	218.017
Partecipazioni:	23	1.191	1.233
- valutate con il metodo del patrimonio netto		390	428
- altre partecipazioni		802	805
Attività finanziarie valutate al Fair Value	32	25.877	35.961
Altre attività finanziarie non correnti	25	48.149	48.226
Attività per imposte differite	43	69.095	54.325
Altre attività non correnti	10	54.936	54.175
Attività non correnti		4.930.059	4.985.887
Rimanenze	7	25.113	23.436
Crediti commerciali	6	114.551	134.318
Altri crediti e attività correnti	9	90.103	80.654
Attività per imposte correnti	42	30.915	25.012
Attività finanziarie valutate al Fair Value	32	13.837	15.185
Altre attività finanziarie correnti	33	140.154	452.314
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	31	354.131	600.966
Attività correnti		768.804	1.331.885
TOTALE ATTIVITA'		5.698.863	6.317.771
PATRIMONIO NETTO			
Capitale Sociale	29	15.032	15.032
Altre Riserve	29	1.672.649	1.686.302
Utili/(Perdite) a nuovo	29	258.198	258.198
Utile del periodo	29	77.642	187.087
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante		2.023.521	2.146.618
Partecipazioni di terzi	30	72.294	76.481
TOTALE PATRIMONIO NETTO		2.095.814	2.223.099
PASSIVITA'			
Benefici ai dipendenti	14	2.410	2.714
Passività per imposte differite	42	212.143	219.000
Fondo Business Dismessi	26	82.394	82.349
Fondo oneri smantellamento	20	92.225	90.630
Altri fondi non correnti	27	36.350	36.472
Passività finanziarie valutate al Fair Value	36	74.794	99.104
Passività finanziarie non correnti	34	2.206.194	2.138.966
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	35	223.948	222.924
Passività Tax Partner USA	13	133.354	162.510
Altre passività non correnti	12	88.510	56.566
Passività non correnti		3.152.323	3.111.234
Altri fondi correnti	27	30.279	29.365
Debiti commerciali	8	73.259	123.551
Passività finanziarie valutate al Fair Value	36	9.747	9.832
Passività finanziarie correnti	34	251.898	725.281
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	35	5.387	6.510
Altre passività correnti	11	36.770	53.513
Passività per imposte correnti	42	43.386	35.388
Passività correnti		450.725	983.439
TOTALE PASSIVITA'		3.603.049	4.094.673
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		5.698.863	6.317.771

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

Prospetto dei flussi finanziari ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2025	1° semestre 2024
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA:			
Risultato netto del periodo		80.411	129.465
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	21	145.170	128.071
- Incremento altri fondi	20-26-27	3.873	1.044
- Decremento altri fondi	20-26-27	(4.764)	(10.219)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	6	(244)	(343)
- Proventi (oneri) da partecipazioni	24	38	-
- Variazione dei fondi relativi al personale	14	(304)	(146)
Oneri finanziari	37	21.726	9.338
Imposte sul reddito	41-42	25.050	7.443
Altre variazioni di elementi non monetari	29	6.916	34.416
		277.874	299.488
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:			
- Variazione delle rimanenze	7	(1.678)	(1.972)
- Variazione dei crediti commerciali	6	22.561	25.623
- Variazione dei debiti commerciali	8	(60.419)	(22.575)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	9-10-11-12	(59.607)	(65.401)
- Variazione Fair Value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	38-39	1.905	(33)
Pagamento imposte	41-42	(19.694)	(53.406)
		(116.932)	(117.764)
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA (A)		160.942	181.725
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:			
Acquisizione di attività immateriali	15-16	(1.489)	(1.555)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	18	(69.028)	(122.908)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	25	(6)	-
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	da 15 a 19	524	(12.155)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	23	47	-
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	25-32	77	261
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	32-33	302.233	152.598
Variazione Area di Consolidamento per business combination	44	(1.010)	(234.434)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO (B)		231.348	(218.193)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO:			
Nuovi finanziamenti non correnti	34	75.000	90.000
Rimborsi Green Bond	34	(500.000)	-
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	34	11.228	(16.983)
Variazione delle altre passività finanziarie correnti	34	(515)	(2.732)
Interessi netti pagati	37	(10.370)	(5.951)
Chiusura anticipata finanziamenti	34	(45.741)	-
Dividendi ad azionisti	29-30	(147.491)	(147.670)
Acquisto azioni proprie	29-30	(11.789)	(36.503)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	35	(9.447)	(7.410)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO (C)		(639.125)	(127.249)
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C)		(246.835)	(163.717)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO		600.966	467.568
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(246.835)	(163.717)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		354.131	303.851

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

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	Capitale sociale	Cash Flow Hedge	Riserva di traduzione	Azioni proprie in portafoglio	Altre Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi	Totale Patrimonio Netto
SALDO AL 31/12/2023		15.032	41.711	(8.136)	(66.740)	1.972.496	178.668	2.133.033	6.664	2.139.697
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	-	178.668	(178.668)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	-	-	-	2.184	-	2.184	-	2.184
Acquisto azioni proprie		-	-	-	(36.503)	-	-	(36.503)	-	(36.503)
Assegnazioni azioni proprie		-	-	-	16.114	(16.114)	-	-	-	-
Distribuzione dividendi		-	-	-	-	(146.483)	-	(146.483)	(1.402)	(147.885)
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	-	-	-	78.300	78.300
Altre variazioni		-	-	-	-	77	-	77	-	77
<i>Risultato netto di periodo</i>		-	-	-	-	-	128.362	128.362	1.103	129.465
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>		-	17.067	4.939	-	-	-	22.006	-	22.006
Risultato netto complessivo		-	17.067	4.939	-	-	128.362	150.369	1.103	151.471
SALDO AL 30/06/2024		15.032	58.778	(3.197)	(87.129)	1.990.828	128.362	2.102.677	84.665	2.187.341
SALDO AL 31/12/2024	29	15.032	38.795	6.792	(97.939)	1.996.848	187.087	2.146.618	76.481	2.223.099
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	-	187.087	(187.087)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	29	-	-	-	-	2.183	-	2.183	-	2.183
Acquisto azioni proprie	29	-	-	-	(11.789)	-	-	(11.789)	-	(11.789)
Distribuzione dividendi	29-30	-	-	-	-	(145.355)	-	(145.355)	(2.136)	(147.491)
Acquisizioni di società con terzi	30	-	-	-	-	6.660	-	6.660	(6.660)	-
Altre variazioni		-	-	-	-	(656)	-	(656)	-	(656)
<i>Risultato netto di periodo</i>	29-30	-	-	-	-	-	77.642	77.642	2.769	80.411
<i>Altre componenti del risultato complessivo</i>	29	-	(12.151)	(39.631)	-	-	-	(51.782)	1.841	(49.941)
Risultato netto complessivo		-	(12.151)	(39.631)	-	-	77.642	25.860	4.610	30.469
SALDO AL 30/06/2025	29	15.032	26.645	(32.839)	(109.728)	2.046.767	77.642	2.023.521	72.294	2.095.814

(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 e ha sede legale a Genova in via De Marini 1 (Torre WTC), Italia.

Il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2025 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 e solare in Italia, Francia, Germania, Spagna, Regno Unito, Polonia, Romania, Bulgaria, Svezia e Stati Uniti d'America. La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 1° agosto 2025.

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 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, in particolare in conformità allo IAS 34 Bilanci intermedi e deve essere letto congiuntamente al Bilancio Consolidato Integrato 2024;
- 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 34 - Passività finanziarie correnti e non correnti](#).

In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio Consolidato annuale, per le quali, pertanto, si rimanda al Bilancio Consolidato Integrato 2024. Tuttavia, sono incluse note illustrative specifiche per spiegare gli eventi e le transazioni che sono rilevanti per comprendere le variazioni della situazione patrimoniale-finanziaria e dell'andamento del Gruppo dall'ultimo Bilancio Consolidato Integrato.

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 è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della società KPMG S.p.A. 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.

Il presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stato redatto utilizzando i medesimi principi contabili applicati al Bilancio Consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024. 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** di Bilancio, con le seguenti caratteristiche:
 - 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 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 del periodo; 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 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 alle 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 45 - 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 46 - 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.

Uso di stime – Rischi e incertezze

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati 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. Le stime contabili sono importi monetari rilevati in bilancio che hanno delle incertezze nella misurazione. 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.

Area di Bilancio	Descrizione della stima contabile e delle assunzioni
Impairment test di avviamento autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo	<p>Le principali assunzioni per la determinazione dei valori recuperabili riguardano, nello specifico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'individuazione dei prezzi attesi di energia e gas, • la valutazione delle disponibilità delle risorse rinnovabili, • l'evoluzione del quadro regolatorio, • l'individuazione di variabili macroeconomiche quali inflazione e tassi di sconto, anche legate all'attuale clima di incertezza geopolitica, • i tassi di cambio • la valutazione di possibili impatti dei cambiamenti climatici. <p>Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 22 - Impairment test.</p>
Definizione della vita utile delle Autorizzazioni e Concessioni, delle altre attività immateriali, di immobili, impianti e macchinari ed i correlati ammortamenti	<p>Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzate in base alla loro durata residua, la quale può arrivare fino a 40 anni. 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>Si veda la sezione III. Attività di Investimento per maggiori dettagli.</p>
Recuperabilità delle imposte differite attive	<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 (Nota 43 - Fiscalità Differita).</p>
Valutazione dei fondi e delle passività potenziali correlate a procedimenti civili, amministrativi e fiscali	<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 IV. Fondi e Passività Potenziali.</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, nonché dei business termoelettrico e idroelettrico (Nota 26 - Fondo Business Dismessi).</p>
Determinazione degli accantonamenti per rischi su crediti, e svalutazione di altre attività	<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 Nota 6 - Crediti commerciali.</p>
Valutazioni del fair value	<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. 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. Si veda anche la sezione V. Gestione finanziaria.</p>
Business Combination	<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 se alla Reporting Date la contabilizzazione iniziale dell'aggregazione aziendale risulta ancora provvisoria.</p>
Determinazione del tasso di attualizzazione delle passività finanziarie e valutazione delle opzioni di rinnovo delle Attività per diritti di utilizzo	<p>Il tasso di attualizzazione utilizzato è il tasso di finanziamento marginale, determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e i tassi swap applicabili al Paese di riferimento. 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 del periodo dell'opzione. Si veda anche la Nota 19 - Attività per diritti di utilizzo.</p>

Potenziale impatto delle recenti politiche commerciali e fiscali degli Stati Uniti

Nel corso del 2025 l'attuale amministrazione statunitense ha introdotto, e valuta di estendere, nuove misure tariffarie su una serie di beni, inclusi materie prime e componenti rilevanti per la costruzione di impianti per la produzione di energia rinnovabile. Sebbene l'impatto diretto di tali dazi sulle attività in corso sia attualmente limitato, il Management evidenzia un potenziale rischio operativo legato alla catena di fornitura (Procurement e Supply Chain), in particolare per quanto riguarda l'approvvigionamento di componenti per la manutenzione e per la costruzione di nuovi parchi eolici e solari. Tuttavia, i progetti attualmente in fase di costruzione in Europa proseguono regolarmente, grazie alle mitigazioni negoziate in ambito dei Framework Agreement già sottoscritti.

Per quanto riguarda le misure di natura fiscale, si annovera tra le disposizioni più significative del One Big Beautiful Bill Act firmato il 4 luglio 2025 la modifica dell'IRA (Inflation Reduction Act) e in particolare l'accelerazione della graduale eliminazione di alcuni crediti di imposta per il settore delle rinnovabili. Tali modifiche potrebbero penalizzare la crescita futura degli investimenti in energie rinnovabili negli Stati Uniti (e il recente annuncio dell'abbandono di progetti, in particolare nel settore offshore e la relativa svalutazione degli asset, sembra confermare una nuova visione del settore da parte dei grandi operatori energetici). Si segnala che tali proposte non avranno impatto sui parchi di proprietà del Gruppo già in operatività e che stanno beneficiando o hanno beneficiato delle misure previste dall'IRA. Il Management continuerà a monitorare con attenzione l'evoluzione delle politiche commerciali e fiscali internazionali, in particolare quelle statunitensi, al fine di valutare tempestivamente eventuali impatti futuri sui costi di sviluppo e sulla pianificazione degli investimenti, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei rischi.

Per maggiori dettagli sull'approccio del Gruppo in merito ai rischi sopracitati e la strategia di gestione di tali rischi si rimanda a quanto indicato nel [Bilancio Consolidato Integrato 2024](#).

Rischio Climate Change

Il rischio relativo al *climate change* identifica la possibilità che variazioni climatiche nel breve, medio e lungo periodo possano avere impatti operativi ed economico-finanziari derivanti da fattori come la riduzione della disponibilità di risorse rinnovabili (vento e sole), l'aumento dei costi operativi e assicurativi, e maggiori oneri di compliance. Secondo l'ultimo rapporto IPCC, si conferma l'innalzamento delle temperature globali e una maggiore frequenza di eventi estremi, sebbene la valutazione dei danni resti incerta per la difficoltà di stimare effetti futuri e vulnerabilità settoriali.

In linea con il Public Statement dell'ESMA del 24 ottobre 2024, ERG ha condotto nel biennio 2023-2024 un'analisi quantitativa sull'impatto del *climate change* sulla produzione degli asset eolici e solari. Lo studio ha evidenziato rischi di riduzione delle risorse, analizzando la velocità media del vento a 100 metri e l'irraggiamento solare. Gli impatti, ritenuti non significativi, sono stati riflessi nei Piani Industriali di medio (Piano Mercato) e lungo periodo (impairment test).

Secondo l'approccio del Gruppo, i rischi generati dal *climate change* si possono ricondurre alle seguenti principali tipologie:

- Variazione delle risorse rinnovabili (vento e sole);
- Eventi catastrofici, sia acuti (es. incendi, uragani, alluvioni) sia cronici (es. aumento temperatura, innalzamento del mare);
- Cambiamenti regolatori e di mercato, inclusi incentivi, domanda e competitività.

La strategia di gestione del rischio di ERG si concentra, in particolare, sulla diversificazione tecnologica e geografica delle fonti energetiche, anche sfruttando sinergie territoriali. Il Gruppo adotta inoltre strumenti di previsione meteorologica e modelli statistici per mitigare gli impatti del *climate change*.

Il Gruppo è impegnato in prima linea a contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici investendo in tecnologie a zero emissioni, come l'eolico e il solare, per allinearsi con gli obiettivi europei e delle Nazioni Unite sulle energie rinnovabili.

Per maggiori dettagli sull'approccio del Gruppo in merito alle tipologie dei rischi generati dal *climate change* e la strategia di gestione di tali rischi si rimanda a quanto indicato nel [Bilancio Consolidato Integrato 2024](#).

Principi e variazione area di Consolidamento

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Criteri e Metodi di consolidamento

Le società controllate vengono consolidate integralmente se e solo se il Gruppo dispone del controllo, ossia:

- 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 47 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

I bilanci delle società controllate sono inclusi nel Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 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 47 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#) e nella [Nota 30 - 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 di cambio medio del 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 ⁽¹⁾	Conto Economico ⁽²⁾	
USA	USD - Dollaro americano	1,170	1,085
UK	GBP - Sterlina britannica	0,853	0,842
Polonia	PLN - Zloty	4,238	4,231
Romania	RON - Leu Romeno	5,082	5,004
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,956	1,956
Svezia	SEK - Corona Svedese	11,150	11,100

(1) Cambio al 30 giugno 2025.

(2) Cambio medio del 1° semestre 2025.

Variazioni di perimetro di consolidamento intervenute nel periodo

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

UK Wind

In data **16 gennaio 2025** ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'accordo con BayWa r.e AG, operatore leader nel settore delle energie rinnovabili, per l'acquisizione del 100% delle azioni di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia.

Il parco, entrato in esercizio nel corso del quarto trimestre del 2024, è costituito da nove turbine Nordex N133 da 4,8 MW l'una e beneficia di un Contract for Difference (CfD) aggiudicato nell'asta AR4 della durata di 15 anni in linea con la strategia di securizzazione dei ricavi perseguita dal Gruppo. La produzione annua è stimata in circa 120 GWh, corrispondenti a 46 kt di emissioni di CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno di oltre 28.000 famiglie.

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

(migliaia di Euro)	Broken Cross
Autorizzazioni e Concessioni	17.285
Immobili, impianti e macchinari	72.957
Attività per diritti di utilizzo	2.391
Attività finanziarie valutate al Fair Value	1.599
Attività per imposte differite	5.201
Attività non correnti	99.433
Crediti commerciali	3.038
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(1.010)
Attività correnti	2.028
TOTALE ATTIVITA'	101.461
Passività per imposte differite	4.321
Fondo oneri smantellamento	768
Altri fondi non correnti	678
Passività finanziarie valutate al Fair Value*	20.201
Passività finanziarie non correnti*	61.385
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	2.279
Passività non correnti	89.632
Debiti commerciali	10.127
Passività finanziarie correnti*	1.591
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	112
Passività correnti	11.829
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	101.461

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), attività finanziarie valutate al Fair Value, 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 44 - Business Combination](#) nella sezione [VII. Altre Note](#).

II. GESTIONE OPERATIVA

Nella presente sezione sono commentate le voci di Bilancio 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 al capitale circolante operativo oltre che altre attività e passività.

Informativa per settore operativo

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo.

Si precisa che i risultati 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. 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 del business a livello di area geografica i risultati dell'eolico e del solare includono le relative coperture.

I settori operativi individuati ai sensi dell'IFRS 8 coincidono pertanto con le diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera: Italia, Francia, Germania, i paesi dell'Est Europa, UK & Nordics (Regno Unito e Svezia), Spagna e Stati Uniti d'America.

La rappresentazione per area geografica corrisponde all'approccio utilizzato dall'Amministratore Delegato e dal top Management – identificati come il più alto livello decisionale operativo – per monitorare le performance e assumere le decisioni in merito alle risorse da allocare ai settori e corrisponde alla struttura di reportistica disponibile e periodicamente analizzata a tali fini.

I prospetti di seguito indicati riportano pertanto un'informativa per area geografica dei risultati indicati negli schemi di Bilancio.

Si precisa che nella **Relazione Intermedia sulla Gestione** al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del 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 Intermedia sulla Gestione** ed alla **Nota 45 - 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 (ove applicabile) e svalutazioni di valore di:

- avviamento;
- 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.

Il Capitale investito netto è la 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, come meglio definiti nella **Relazione Intermedia sulla Gestione**.

Informativa per area geografica

(milioni di Euro) 1° semestre 2025	di cui							
	TOTALE	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna	USA
Ricavi	382	213	55	23	37	31	9	15
Margine operativo lordo	272	160	31	12	26	17	3	24
Ammortamenti e svalutazioni	(145)	(66)	(24)	(18)	(9)	(10)	(6)	(12)
Risultato operativo netto	127	94	7	(6)	16	7	(3)	11
Capitale investito netto	4.275	1.864	719	233	228	614	301	316
Investimenti in attività immobilizzate	71	24	12	8	0	26	0	1

(milioni di Euro) 1° semestre 2024	di cui							
	TOTALE	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna	USA
Ricavi	386	223	53	30	34	30	10	7
Margine operativo lordo	274	165	30	20	26	16	6	12
Ammortamenti e svalutazioni	(128)	(65)	(23)	(10)	(9)	(9)	(6)	(7)
Risultato operativo netto	146	100	7	9	17	8	(0)	6
Capitale investito netto	4.313	1.936	718	231	243	531	314	341
Investimenti in attività immobilizzate	123	79	34	1	-	10	-	-

Ricavi e marginalità operativa

NOTA 1 - RICAVI

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati 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 o attraverso contratti di breve termine;
 - Vendita di energia elettrica tramite **Power Purchase Agreement (PPA)**;
2. Ricavi per tariffa incentivante (Feed in tariff, feed in premium, aste per contracts for difference, etc.) su energia elettrica;
3. Ricavi per certificati verdi (società estere) e garanzie d'origine.

Il riconoscimento dei ricavi di vendita di energia sulla borsa elettrica o attraverso contratti bilaterali a breve termine (con durata minore di 5 anni) avviene nel momento in cui l'energia viene immessa in rete. La voce include altresì le transazioni relative alla regolazione del bilanciamento della rete elettrica e altri eventuali compensi legati alla disponibilità della capacità degli impianti.

Si ricorda che in Italia vengono finalizzate operazioni di ottimizzazione al fine di bilanciare il portafoglio di produzione attraverso compravendite di energia elettrica sui mercati regolamentati, e i ricavi vengono esposti al netto di queste operazioni.

Il Gruppo, inoltre, stipula derivati su commodity per la gestione del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica, pertanto i ricavi includono anche l'impatto degli strumenti derivati conclusi con obiettivi di copertura sulle vendite di energia del periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 39 - Informativa sui rischi finanziari](#).

Per quanto riguarda i ricavi per **tariffa incentivante**, aventi generalmente 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.

Con particolare riferimento ai ricavi per tariffa incentivante regolati con aste e con meccanismo di incentivazione a due vie, tali incentivi in presenza di determinate e specifiche condizioni potrebbero configurarsi come strumenti finanziari derivati. Si segnala che, alla data del presente Documento, non si rilevano per il Gruppo tipologie di meccanismi di incentivazione a due vie rientranti nella definizione di strumento finanziario derivato (IFRS 9).

Per quanto riguarda i **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". Spesso i titoli "GO" sono inclusi nelle vendite ai soggetti che acquistano energia elettrica, ad esempio attraverso contratti di breve e medio-lungo termine.

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.

Il Gruppo stipula regolarmente 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. Il trasferimento dell'energia può essere fisico oppure può essere previsto alla data di consegna lo scambio di un differenziale sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante (PPA di tipo finanziario o virtuale, VPPA). I VPPA sono contabilizzati secondo il principio IFRS 9 senza l'applicazione della own use exemption; per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 38 - Strumenti finanziari](#).

Segue una sintesi dei contratti PPA per paese finalizzati entro il 30 giugno 2025:

Paese	Data di inizio/ Durata	Controparte	Volume/Year	Tipologia	Prezzo	Impianti / capacità	Contabilizzazione
Italia	gennaio 2022 / 10 anni	TIM	≈340 GWh Baseload / Pay as Produced	Fisico	Collar	Wind Italy Portfolio / 77 MW	IFRS 15
Italia	gennaio 2023 / 9 anni	TIM	≈200 GWh Baseload	Fisico	Collar	Wind Italy Portfolio / 23 MW	IFRS 15
Italia	gennaio 2023 - aprile 2024 / 12 anni	Essilor Luxottica	≈70 GWh Baseload	Fisico (da apr 2024)	Fisso	Partinico / Monreale / 42 MW	IFRS 15
Italia	gennaio 2024 / 15 anni	ST Microelectronics	≈250 GWh Baseload	Fisico	Fisso	Camporeale / Mineo-Milietto-Vizzini / 151 MW	IFRS 15
Italia	giugno 2024 / 20 anni	Google	≈100 GWh Pay as Produced	Finanziario	Fisso	Roccapalumba 47 MW	IFRS 9
Italia	gennaio 2025 / 5 anni	Duferco	≈100 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Rotello 42MW	IFRS 15
Italia	gennaio 2025 / 5 anni	Eni Plenitude	≈64 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	San Cireo 30 MW	IFRS 15
Italia	gennaio 2025 / 5 anni	Engie	≈44 GWh Baseload	Fisico	Fisso	Wind Italy Portfolio 42MW	IFRS 15
Francia	maggio - settembre 2021/ 5 anni	Engie	≈45 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Bois Bigot/ Bois de l'Arche / 21 MW	IFRS 15
Francia	ottobre - dicembre 2021 / 5 anni	Engie	≈100 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Theta Portfolio / 55 MW	IFRS 15
Francia	Gennaio 2025 / 15 anni	Les Mousquetaires	≈35 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Chaume Solar 29 MWp	IFRS 15
Regno Unito	gennaio 2022 / 6 anni	ElectroRoute	≈240 GWh Pay as Produced	Fisico	Fisso	Evishagaran / Craggoire 70 MW	IFRS 15
Regno Unito	gennaio 2023 - gennaio 2024 / 10 anni	Engie UK	≈400 GWh Baseload	Fisico	Fisso	Sandy Knowe / Creagh Riabhach 179 MW	IFRS 15
Regno Unito	luglio 2026 / 15 anni	Amazon	≈176 GWh Pay as Produced	Finanziario	Fisso	Corlacky 47 MW	IFRS 9
Spagna	1° trimestre 2024 / 12 anni	Google	≈193 GWh Pay as Produced	Finanziario	Floor	Garnacha / 149 MWp	IFRS 9
Stati Uniti	gennaio 2023 / 12 anni	BP	≈ Avg. 133 GWh Fixed Shape	Finanziario	Fisso	Mulligan / 70 MW	IFRS 9
Stati Uniti	aprile 2023 / 12 anni	Meta	≈831 GWh Pay as Produced	Finanziario	Fisso	Great Pathfinder / 224 MW	IFRS 9

1° semestre 2025	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna	USA	Totale
Ricavi di vendita								
Energia al mercato	96.270	12.921	6.827	33.104	2.964	5.581	1.110	158.776
Tariffa incentivante e certificati	64.401	36.622	16.110	3.249	3.839	-	654	124.875
Power Purchase Agreements	51.381	5.472	-	-	23.525	3.426	13.487	97.289
Totale Ricavi di vendita	212.051	55.014	22.937	36.353	30.327	9.007	15.251	380.941
Ricavi delle prestazioni								
Servizi e altro	649	256	-	256	220	-	-	1.380
Totale Ricavi per prestazioni	649	256	-	256	220	-	-	1.380
Totale Ricavi	212.700	55.270	22.937	36.609	30.547	9.007	15.251	382.322
di cui Wind	160.432	48.600	22.937	36.609	30.547	-	10.976	310.101
di cui Solar	52.268	6.671	-	-	-	9.007	4.275	72.220

1° semestre 2024	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna	USA	Totale
Ricavi di vendita								
Energia al mercato	110.818	10.022	19.883	30.225	9.078	6.906	844	187.775
Tariffa incentivante e certificati	67.194	37.472	8.778	4.060	431	-	-	117.935
Power Purchase Agreements	41.880	5.323	-	-	20.034	3.381	5.800	76.417
Totale Ricavi di vendita	219.892	52.818	28.661	34.284	29.543	10.287	6.643	382.127
Ricavi delle prestazioni								
Servizi e altro	2.818	-	1.139	-	44	-	-	4.001
Totale Ricavi per prestazioni	2.818	-	1.139	-	44	-	-	4.001
Totale Ricavi	222.710	52.818	29.800	34.284	29.586	10.287	6.643	386.127
di cui Wind	173.647	47.954	29.800	34.284	29.586	-	4.448	319.720
di cui Solar	49.063	4.864	-	-	-	10.287	2.195	66.407

I ricavi risultano essere in diminuzione rispetto al primo semestre 2024 principalmente a seguito di una ventosità riscontrata significativamente inferiore, in parte compensata dal contributo della nuova capacità in esercizio e dall'incremento dei prezzi di vendita.

Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella [Relazione Intermedia sulla Gestione](#).

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 in tutti i paesi in cui il Gruppo opera.

NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi comprendono principalmente, oltre ai proventi connessi ai PTC USA, 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 2025	1° semestre 2024	Variazione
Proventi connessi ai PTC USA	13.616	6.424	7.192
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	2.679	5.757	(3.078)
Indennizzi	1.961	2.840	(879)
Recuperi di spese	107	428	(321)
Altri proventi	2.817	3.123	(306)
TOTALE	21.179	18.572	2.608

La voce comprende principalmente i proventi da PTC nell'ambito della partnership americana per 14 milioni di Euro, indennizzi contrattuali e garanzie ricevuti da fornitori per 3 milioni di Euro e rilasci di fondi rischi di natura fiscale e istituzionale per 3 milioni di Euro. La variazione positiva dei Proventi connessi ai PTC USA nel primo semestre 2025 rispetto al medesimo periodo del 2024 è riconducibile all'impatto del consolidamento degli asset americani dal 1° aprile 2024.

NOTA 3 - COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 4.387 migliaia di Euro (6.443 migliaia di Euro nel primo semestre 2024) comprende principalmente 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, oltre che costi per acquisto energia. La voce è esposta al netto della variazione delle rimanenze pari a 1.110 migliaia di Euro (2.375 migliaia di Euro nel primo semestre 2024).

NOTA 4 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2025	1° semestre 2024	Variazione
Costi per servizi	73.685	74.976	(1.291)
Affitti passivi, canoni e noleggi	9.140	9.929	(789)
Imposte e tasse	8.040	7.745	295
Altri costi di gestione	2.881	2.230	651
Accantonamenti per rischi ed oneri	1.486	450	1.036
Svalutazioni dei crediti	244	203	41
Totale	95.476	95.532	(56)

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

Le **Imposte e tasse** riguardano principalmente le imposte municipali e di natura patrimoniale sui parchi italiani ed esteri, l'IVA indetraibile per le attività finanziarie di ERG S.p.A. e delle subholding estere e altre imposte e tasse in Italia ed all'estero.

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2025	1° semestre 2024	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	29.717	27.544	2.173
Servizi generali e di Information Technology (IT)	17.085	18.566	(1.481)
Utenze e somministrazioni	6.590	5.009	1.581
Consulenze	6.533	11.492	(4.959)
Costi commerciali, di distribuzione e connessioni di rete	4.817	3.570	1.247
Assicurazioni	3.980	4.084	(104)
Emolumenti Amministratori (Italia)	3.850	3.546	304
Prestazioni da gestore di rete (Italia)	517	671	(154)
Emolumenti Sindaci (Italia)	372	208	164
Pubblicità e promozioni	224	287	(62)
Totale	73.685	74.976	(1.291)

- le **Manutenzioni e riparazioni** comprendono principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica; l'incremento è conseguente alle operazioni di aggregazione aziendale (acquisizioni) effettuate nel periodo oltre che al contributo dei parchi entrati in esercizio nel Regno Unito.
- i **Servizi generali e di Information Technology (IT)** riguardano servizi informatici, spese bancarie, spese generali, servizi di vigilanza e pulizia e costi accessori al personale e HSE (Salute, Sicurezza e Ambiente).
- le **Consulenze** comprendono principalmente le spese per consulenze legali, tecniche e professionali oltre che gli oneri sostenuti per operazioni straordinarie. Il decremento è dovuto agli oneri per operazioni straordinarie significativamente inferiori rispetto al periodo comparativo.
- gli **Emolumenti Amministratori (Italia)** comprendono gli emolumenti, le spese e la quota del costo di competenza del Piano di incentivazione di lungo termine 2024-2026 di ERG S.p.A. e ERG Power Generation S.p.A. in accordo con quanto disposto dall'IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni. Per ulteriori dettagli si rimanda alla **Nota 5 - Costo del lavoro**.

NOTA 5 - COSTI DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2025	1° semestre 2024	Variazione
Salari e stipendi	23.374	21.756	1.618
Oneri sociali	5.842	5.604	238
Trattamento di fine rapporto	948	434	513
Altri costi del personale	1.076	637	439
Totale	31.241	28.432	2.808

Al 30 giugno 2025 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 669 unità (648 al 30 giugno 2024).

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 46 - Parti Correlate**.

Operazioni con pagamento basato su azioni

Si precisa che in data 23 aprile 2024 l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il piano di incentivazione di lungo termine 2024-2026, secondo le condizioni previste nel relativo Documento Informativo. Il Piano prevede l'attribuzione di un numero predefinito di Azioni di ERG S.p.A., a titolo gratuito (di seguito "Performance shares"), al termine di un periodo triennale di vesting, subordinata al raggiungimento di una condizione minima predeterminata di performance economica (condizione non di mercato). Il parametro di performance approvato dal Consiglio di Amministrazione ha come riferimento l'EBITDA di Gruppo cumulato 2024-2026 di Piano Industriale. Il Regolamento prevede che tale condizione operativa possa essere modificata alla luce di variazioni di perimetro o altri eventi rilevanti.

Al termine del periodo di vesting, il 30% delle Azioni attribuite sarà soggetto ad un ulteriore periodo di lock up pari a dodici mesi, che si concluderà nel 2028, nel corso del quale tali azioni sono soggette ad un vincolo di non trasferibilità.

Le azioni assegnate rappresentano i diritti condizionati oggetto del Piano, gratuiti e non trasferibili inter vivos, ciascuno dei quali attributivo del diritto ai Beneficiari all'attribuzione a titolo gratuito di n. 1 (una) azione nei termini e alle condizioni previste dal Regolamento.

Il Piano prevede che le Azioni Assegnate matureranno – così divenendo Azioni Attribuite – solo subordinatamente al verificarsi della Condizione Minima di Performance Economica accertata dal Consiglio di Amministrazione in sede di approvazione del bilancio della Società del 31 dicembre 2026.

Al conseguimento della Condizione Minima di Performance Economica il numero delle Azioni attribuibili sarà in funzione dei risultati conseguiti rispetto agli obiettivi: 60% Titolo ERG, 20% Crescita e 20% Sostenibilità. La strategia di incentivazione di ogni obiettivo è così sintetizzabile:

Obiettivo Titolo ERG: le azioni attribuibili possono variare per interpolazione da un minimo del 60% fino ad un valore massimo pari al 220% delle azioni assegnate in ragione della quotazione finale, ossia la quotazione del titolo ERG calcolato come media del prezzo ufficiale di borsa nel periodo tra il 16 novembre 2026 e il 15 febbraio 2027.

Obiettivo Sostenibilità: le azioni attribuibili possono variare da un minimo dello 0% fino ad un valore massimo pari al 40% delle azioni assegnate secondo il seguente schema: 0% (performance sottosoglia), 10% (performance soglia), 20% (performance target), 40% (performance cap). Per scenari intermedi tra la performance soglia e la performance target, e tra la performance target e la performance cap il numero di Azioni attribuibili viene determinato sulla base di interpolazione lineare.

Obiettivo di crescita: le azioni attribuibili possono variare da un minimo dello 0% fino ad un valore massimo pari al 40% delle azioni assegnate secondo il seguente schema: 0% (performance sottosoglia), 10% (performance soglia), 20% (performance target), 40% (performance cap). Per scenari intermedi tra la performance soglia e la performance target, e tra la performance target e la performance cap il numero di Azioni attribuibili viene determinato sulla base di interpolazione lineare.

Nell'ambito del documento informativo approvato dall'assemblea degli azionisti, il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 15 maggio 2024 ha definito il regolamento del Piano e determinato gli obiettivi del Piano nei diversi scenari di performance.

La stima del Fair Value, la quale prescinde dalle condizioni di attivazione non di mercato (raggiungimento dell'EBITDA Target, Obiettivo di Crescita e Obiettivo di Sostenibilità) come definito dal principio contabile IFRS 2, è stata condotta mediante l'applicazione del metodo Monte Carlo, individuando quindi un range di valori e prendendone in considerazione il valore medio.

L'esercizio valutativo è stato condotto formulando le seguenti ipotesi:

- Volatilità (21%): mediana della volatilità storica a 180 giorni del panel di comparabili del titolo ERG;
- Dividend Yield: stimato sulla base dei dividendi previsti da piano per ciascun esercizio nel triennio 2024-2026, pari a 1 Euro per azione, e rapportato al prezzo del sottostante;
- Distribuzione degli obiettivi di crescita e sostenibilità sono stati adeguatamente modellizzati da una distribuzione lognormale;
- Time to maturity: coerentemente con le previsioni del regolamento dello strumento finanziario, è stato ipotizzato che lo strumento derivato abbia durata di tre anni.

In applicazione di quanto sopra è stato individuato il fair value complessivo del piano di incentivazione pari a circa 13,1 milioni di Euro, valore ritenuto congruo anche alla luce delle sensitivity effettuate sui principali input del modello di valutazione. Tale importo si riferisce per il 42% ad Amministratori e per la restante parte a dipendenti del Gruppo.

Il costo di competenza del periodo è stato contabilizzato alla voce "Salari e stipendi" al 30 giugno 2025 sulla base del fair value determinato all'inception e del numero di strumenti rappresentativi stimati in base alla misura in cui le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento dei previsti obiettivi sono previste soddisfatte.

Circolante e altre attività e passività

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2025	31/12/2024	Variazione
Crediti commerciali	6	114.551	134.318	(19.767)
Rimanenze	7	25.113	23.436	1.678
Debiti commerciali	8	(73.259)	(123.551)	50.292
Capitale Circolante Operativo		66.406	34.203	32.203
Altri crediti e attività correnti	9	90.103	80.654	9.449
Altre attività non correnti	10	54.936	54.175	761
Altre passività correnti	11	(36.770)	(53.513)	16.743
Altre passività non correnti	13	(88.510)	(56.566)	(31.944)
Passività Tax Partner USA	12	(133.354)	(162.510)	29.156
Crediti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	32	24.659	31.415	(6.756)
Debiti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	36	(83.971)	(106.977)	23.006
Benefici ai dipendenti	14	(2.410)	(2.714)	304
Altre attività (passività)		(175.318)	(216.036)	40.717

NOTA 6 - CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Variazione
Crediti verso clienti	74.021	95.562	(21.541)
Crediti per incentivi	45.563	43.936	1.627
Fondo svalutazione crediti	(5.033)	(5.180)	147
Totale	114.551	134.318	(19.767)

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi (inclusi incentivi, tariffa incentivante, certificati verdi e Conto Energia). La variazione dei Crediti verso clienti è spiegata soprattutto dal calo delle produzioni del semestre in esame rispetto al secondo semestre 2024.

NOTA 7 - RIMANENZE

Le **Rimanenze**, pari a 25.113 migliaia di Euro (23.436 migliaia di Euro al 31 dicembre 2024), includono principalmente parti di ricambio per parchi eolici e fotovoltaici in Italia, Francia e Germania.

NOTA 8 - DEBITI COMMERCIALI

I **Debiti commerciali**, pari a 73 milioni di Euro (124 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), includono principalmente i debiti per costi di manutenzione e altri servizi da terzi per i parchi in esercizio (circa 51 milioni di Euro), per investimenti legati ai parchi in costruzione (circa 8 milioni di Euro) e per acquisti di energia elettrica per attività di ottimizzazione delle produzioni (6 milioni di Euro). La variazione riguarda principalmente gli acquisti relativi ai parchi in costruzione dovuta agli investimenti significativamente minori del periodo, oltre che dalla dinamica temporale dei pagamenti.

NOTA 9 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Variazione
Quote di oneri differiti	37.885	25.154	12.731
Crediti tributari	36.531	40.249	(3.719)
Crediti diversi	15.686	15.250	436
Totale	90.103	80.654	9.449

Le **Quote di oneri differiti** si riferiscono principalmente a canoni verso comuni, diritti di superficie e premi assicurativi per circa 17 milioni di Euro e ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo per circa 21 milioni di Euro. L'aumento è riconducibile principalmente a premi assicurativi e canoni sospesi in Italia (5 milioni di Euro) e ad altri oneri sospesi principalmente in Germania e in UK (4 milioni di Euro), sia a causa del rinnovo di contratti, sia per l'aumento del perimetro del Gruppo.

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 41 - Attività e passività per imposte correnti](#).

NOTA 10 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le **Altre attività non correnti** pari a 55 milioni di Euro (54 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (19 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 13 - Altre passività non correnti**);
- a crediti per 26 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 25 - Altre attività finanziarie non correnti**;
- al credito di 4,5 milioni di Euro relativo a quanto versato nel 2018 dalla Società ERG S.p.A. nei confronti dell'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio in relazione al contenzioso relativo all'avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro sulla cessione del ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo di seguito.

Avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro cessione ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.

Con riferimento all'operazione di cessione del ramo d'azienda composto principalmente dalla centrale termoelettrica "IGCC" effettuata con rogito del 30 giugno 2014 da parte di ISAB Energy S.r.l. a favore di ISAB S.r.l., il 6 luglio 2016 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa - Ufficio territoriale di Noto (di seguito "Agenzia") ha notificato ad ERG S.p.A., quale incorporante nel dicembre 2015 della società cedente ISAB Energy S.r.l., un avviso di rettifica dei valori dichiarati in atto ai fini della liquidazione dell'imposta di registro. Il medesimo avviso è stato notificato il 28 giugno 2016 ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido. Sostanzialmente, l'Agenzia ha preteso di rettificare l'importo dichiarato dalle parti ai fini dell'imposta di registro in relazione a ciascuna delle componenti del ramo d'azienda ceduto ed ha proceduto a rideterminare il valore della (sola) componente immobiliare rappresentata dall'impianto IGCC, valorizzata in atto in circa 7 milioni di Euro (al netto delle passività afferenti pari a circa 7 milioni di Euro), nel valore contabile della stessa al 30 giugno 2014 pari a circa 432 milioni di Euro, non effettuando quindi alcuna valutazione circa il fatto che i futuri risultati economici del ramo d'azienda ceduto fossero in grado di giustificare il citato valore. L'Agenzia ha quindi accertato il valore venale complessivo del ramo d'azienda ceduto in circa 442 milioni di Euro, in luogo del corrispettivo di circa 25 milioni di Euro dichiarato dalle parti, corrispettivo comunque superiore all'importo del valore venale complessivo del ramo d'azienda pari a circa 13 milioni di Euro, determinato con relazione asseverata di stima da parte di un perito terzo nominato da ISAB Energy. Sulla base di tali presupposti, l'Agenzia ha provveduto ad accertare una maggiore imposta di registro di circa 37 milioni di Euro irrogando una sanzione pari alla maggiore imposta di registro accertata, oltre interessi. Si evidenzia che il valore della lite, considerati gli interessi maturati e maturandi al 31 dicembre 2024 è pari a circa 87 milioni di Euro. Come già accennato, si evidenzia che l'Agenzia si è limitata ad esprimere una diversa stima della "sola" componente immobilizzazioni materiali (impianto IGCC) del ramo d'azienda, e non del ramo d'azienda nel suo complesso, in manifesta violazione delle norme contenute nel Testo Unico Imposta Registro. In particolare, l'Agenzia ha individuato unicamente, quale base della rettifica, il valore contabile dell'impianto IGCC, astraendosi del tutto dall'analisi di alcuna sua redditività (positiva o negativa) nel contesto del ramo aziendale in cui l'impianto è destinato ad essere impiegato. L'Agenzia, disconoscendo quindi i presupposti ed i criteri di stima che hanno condotto il perito a determinare il valore venale di circa 13 milioni di Euro, in particolare il venir meno dei flussi di cassa a seguito della risoluzione della Convenzione CIP 6, non ha per nulla considerato l'accertata redditività negativa prospettica del ramo d'azienda oggetto di cessione, ovvero il relativo badwill (come ampiamente descritto nella relazione asseverata di stima peraltro già a mani dell'Agenzia). Ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, con il supporto dei propri consulenti fiscali, ha proceduto alla presentazione del ricorso presso la Commissione Tributaria Provinciale competente e delle istanze di sospensione sia amministrativa sia giudiziale della riscossione provvisoria in corso di giudizio (l'importo oggetto di riscossione provvisoria è pari a circa 13 milioni di Euro). In data 10 agosto 2016 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione. In data 15 novembre 2016 si è tenuta l'udienza del merito presso la Commissione Tributaria Provinciale

di Siracusa. Il 16 maggio 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha annullato l'atto impugnato, ma ha rideterminato il valore dell'azienda ceduta ai fini dell'imposta di registro in circa 71 milioni di Euro (contro i circa 25 milioni di Euro dichiarati ai fini dell'imposta di registro). Lo Studio che segue il contenzioso ha confermato l'infondatezza della pretesa impositiva come riformulata dalla CTP di Siracusa e la conseguente sussistenza di ragionevoli aspettative di una sua radicale confutazione nei superiori gradi di giudizio. In data 17 luglio 2017 ERG S.p.A. ha presentato appello alla Commissione Tributaria Regionale competente, richiedendo la sospensione degli effetti della sentenza di primo grado. In data 9 settembre 2017 la Commissione Tributaria Regionale ha rigettato l'istanza di sospensione di cui sopra. In data 13 ottobre 2017 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa, ha notificato specifico avviso di liquidazione liquidando una maggiore imposta di registro per 5,1 milioni di Euro, sanzioni per 5,1 milioni di Euro ed interessi al 10 ottobre 2017 per 0,6 milioni di Euro. Avverso il citato avviso di liquidazione è stato proposto ricorso e contestuale istanza di sospensione giudiziale della riscossione. In data 23 novembre 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione e fissato l'udienza di merito per il 15 gennaio 2018. In tale data si è svolta l'udienza di merito ed in data 24 gennaio 2018 la Commissione Tributaria Regionale (sezione distaccata) di Siracusa ha disposto con ordinanza la nomina a c.t.u. del dott. comm. Sebastiano Truglio da Catania. In data 7 marzo 2018 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha riliquidato in circa 2 milioni di Euro l'imposta dovuta con l'irrogazione di sanzioni ed interessi per complessivi circa 4,5 milioni di Euro. Alla sentenza ha fatto seguito la riemissione di un nuovo avviso di liquidazione dall'Agenzia delle Entrate. In data 11 maggio 2018 la Società ha proposto appello contro la menzionata sentenza, proponendo altresì istanza di sospensione giudiziale della riscossione. Il Presidente della Commissione Tributaria Regionale di Siracusa ha fissato l'udienza per la sospensione giudiziale della riscossione per il 17 luglio 2018; posto che il termine entro cui effettuare il versamento degli importi richiesti con il predetto avviso di liquidazione risultava essere il 15 giugno 2018 (quindi antecedente l'udienza per la sospensione giudiziale della riscossione), ERG S.p.A. si è vista costretta ad effettuare il versamento di circa 4,5 milioni di Euro (riscossione provvisoria in corso di giudizio). Tale importo avrebbe dovuto essere rimborsato dall'Agenzia delle Entrate nel caso di soccombenza della stessa nel giudizio di merito ed è stato iscritto fra i crediti vantati dalla Società nei confronti dell'Erario. In data 6 maggio 2019 il c.t.u. dott. comm. Sebastiano Truglio da Catania ha trasmesso alle parti la bozza di relazione di stima in cui è stato rappresentato un valore negativo dell'azienda ceduta, quindi un valore inferiore a quello dichiarato dalla Società. In data 12 giugno 2019 il c.t.u. ha depositato la propria relazione di stima presso la Commissione Tributaria Regionale di Siracusa, rispondendo altresì puntualmente alle osservazioni presentate dall'Agenzia delle Entrate. Il giorno 10 febbraio 2020 ha avuto luogo la discussione dell'appello davanti la CTR di Siracusa. In data 29 luglio 2020 è stata depositata la sentenza della CTR di Siracusa che – disattendendo le risultanze della stima effettuata dal c.t.u. – ha accolto gli appelli proposti dall'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale di Siracusa contro la sentenza di primo grado della Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa e determinato il valore venale dell'azienda in:

- valore patrimoniale di 367 milioni di Euro (valore determinato dal c.t.u.)
- +
- valore dell'avviamento commerciale da determinarsi in base alla percentuale di redditività (rapporto tra reddito d'impresa e ricavi) applicata alla media dei ricavi del triennio precedente alla cessione dell'azienda, moltiplicata per due (ai sensi dell'abrogato art. 2, quarto comma, DPR n. 460/96).

A seguito dell'analisi svolta congiuntamente ai consulenti fiscali incaricati della difesa, sussistendo evidenti profili di illegittimità, in data 7 ottobre 2020 è stato proposto ricorso in Corte di Cassazione avverso la sentenza della CTR di Siracusa.

In data 29 settembre 2024 si è tenuta l'udienza e in data **17 gennaio 2025** è stata pubblicata la sentenza della Corte di Cassazione che afferma il seguente principio di diritto *"la valutazione dell'avviamento aziendale, ai fini della determinazione della base imponibile dell'imposta di registro, va eseguita anche accertando, nel caso, il suo valore negativo ed in tale ipotesi non può ricevere applicazione il criterio di cui all'art. 2, comma 4, d.lgs. n. 460/1996, siccome basato su ordinari studi di settore o su di una positiva redditività media dell'attività desunta da esercizi pregressi, come tale incapace, anche nella ridotta moltiplicazione ivi prevista, di restituire un attendibile valore di mercato dell'azienda nell'ipotesi di accertato avviamento negativo al momento del trasferimento"*. La sentenza accoglie il ricorso presentato dalla Società, cassa la sentenza impugnata in relazione alle modalità di determinazione del valore dell'avviamento operata dai giudici di

secondo grado, e rinvia alla Corte di giustizia tributaria di II grado della Sicilia – sezione distaccata di Siracusa – in diversa composizione, per l'accertamento e la determinazione, in base al principio enunciato, del valore dell'accertato avviamento negativo e, di conseguenza, del valore venale dell'azienda all'epoca del rogito (pari al valore patrimoniale dell'azienda cui sottrarre il valore dell'avviamento negativo).

Considerata la Sentenza della Corte di Cassazione è confermata la qualificazione di **"rischio remoto"**. In data 14 dicembre 2020 la CTR ha disposto la sospensione della riscossione previo deposito entro 60 gg di polizza fideiussoria a favore dell'Agenzia delle Entrate per un montante di 73 milioni di Euro. La polizza è stata depositata all'Agenzia delle Entrate in data 9 febbraio 2021. A seguito della pubblicazione della sentenza della Corte di Cassazione, che ha cassato la sentenza di secondo grado della CTR di Siracusa, è cessata l'efficacia della polizza fideiussoria prestata (per un montante di 73 milioni di Euro) a favore dell'Agenzia delle Entrate. La Società chiederà la riassunzione presso la Corte di giustizia tributaria di II grado della Sicilia – sezione distaccata di Siracusa – del giudizio tributario contro l'avviso di accertamento originariamente emesso; in tale sede sarà richiesta una nuova sospensione dell'esecutività dell'atto. Coerentemente con la qualificazione del rischio come remoto, gli Amministratori confermano l'iscrizione (ed il relativo valore) del credito vantato dalla Società nei confronti dell'Erario (circa 4,5 milioni di Euro corrisposti all'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio) e non hanno proceduto allo stanziamento di alcun fondo rischi.

NOTA 11 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Variazione
Altre passività correnti	13.233	21.900	(8.667)
Debiti verso erario	7.339	15.448	(8.109)
Debiti verso il personale	5.110	6.733	(1.623)
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	4.049	4.276	(228)
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	3.760	3.310	449
Quota corrente fair value iscritti nell'ambito di business combination	3.280	1.844	1.436
Totale	36.770	53.513	(16.744)

La variazione della voce **Altre passività correnti** si riferisce, oltre che a depositi cauzionali a breve termine ricevuti da clienti del Gruppo, all'iva addebitata in rivalsa da un fornitore che nel 2024 ha effettuato una conciliazione con l'Agenzia delle Entrate e che è stata detratta nel primo semestre 2025 da ERG Power Generation S.p.A. dopo il pagamento della fattura ricevuta.

I **Debiti verso erario** comprendono le posizioni debitorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri debiti tributari. La voce non comprende posizioni debitorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 42 - Attività e passività per imposte correnti**.

NOTA 12 - PASSIVITÀ TAX PARTNER USA

La **Passività Tax Partner USA** si riferisce ai debiti sorti nell'ambito delle strutture di accordi di Tax Equity Partnership della business combination Pinnacle. In particolare, la voce comprende il debito nei confronti del Tax Equity Partner del progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC e del progetto solare Mulligan Solar, LLC.

Di seguito si evidenzia la movimentazione della Passività verso il Tax Equity Partner rispetto al 31 dicembre 2024.

(migliaia di Euro)	Note	Passività TEP
SALDO alla data di acquisizione 01/01/2025		162.510
Decremento per Production Tax Credit trasferiti	2	(13.616)
Decremento per perdite fiscali trasferite	41	(4.763)
Incremento per oneri finanziari	37	4.563
Incremento per attribuzioni "pay-go"		3.276
Decremento per altre distribuzioni di cassa al Partner		(1.019)
Differenze cambio		(17.597)
SALDO AL 30/06/2025		133.354

NOTA 13 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Variazione
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594	-
Fair value iscritti nell'ambito di <i>business combination</i>	33.581	16.805	16.776
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	22.020	9.351	12.669
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821	-
Altre poste minori	4.494	1.995	2.500
Totale	88.510	56.566	31.944

La variazione della voce *Fair value iscritti nell'ambito di business combination* si riferisce alla valutazione dei contratti a prezzo fisso acquisiti nell'ambito della business combination Broken Cross.

Le *Quote di proventi differiti nei periodi successivi* accolgono, tra gli altri, dei risconti passivi per 10,5 milioni di Euro, pari alla componente di *fair value* positiva stimata in sede di calibrazione iniziale del modello di valutazione del VPPA sottoscritto per il parco di Corlacky in costruzione in Irlanda del Nord, dovuta alla necessità di allineare il *fair value* al momento della sottoscrizione a zero. La componente residua del *fair value* dello strumento è iscritta alla voce Passività finanziarie valutate al fair value per la quale si rimanda alla *Nota 36 - Passività finanziarie valutate al fair value*.

NOTA 14 - BENEFICI AI DIPENDENTI

Le passività per benefici ai dipendenti, pari a 2.410 migliaia di Euro (2.714 migliaia di Euro al 31 dicembre 2024), accolgono la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti nell'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Non si segnalano novità rispetto a quanto indicato nel Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2024. In particolare, in virtù dell'assenza di variazioni significative nel corso del primo semestre 2025 dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

III. ATTIVITA' DI INVESTIMENTO

NOTA 15 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

(migliaia di Euro)	Autorizzazioni e Concessioni
Costo storico	1.669.800
Ammortamenti e svalutazioni	(561.875)
SALDO AL 31/12/2024	1.107.925
Movimenti del periodo:	
Variazione area di consolidamento	17.285
Ammortamento	(38.011)
Ripristini/(Svalutazioni)	(489)
Differenze cambio	(21.323)
Costo storico	1.663.298
Ammortamenti e svalutazioni	(597.911)
SALDO AL 30/06/2025	1.065.387

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

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce all'incremento derivante dall'aggregazione aziendale Broken Cross, avvenuta nel corso del primo semestre 2025. Per maggiori dettagli si rimanda alla *Nota 44 - Business Combination*.

NOTA 16 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	58.305	6.093	64.398
Ammortamenti e svalutazioni	(46.783)	-	(46.783)
SALDO AL 31/12/2024	11.522	6.093	17.615
Movimenti del periodo:			
Investimenti	87	1.403	1.489
Riclassifiche	43	(43)	-
Alienazioni e dismissioni	(345)	(70)	(415)
Ammortamento	(1.699)	-	(1.699)
Costo storico	57.903	7.383	65.286
Ammortamenti e svalutazioni	(48.296)	-	(48.296)
SALDO AL 30/06/2025	9.607	7.383	16.990

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

Le attività in corso di fine esercizio, come le principali variazioni del periodo, fanno riferimento a software principalmente in ERG S.p.A. ed ERG Power Generation S.p.A..

NOTA 17 - AVVIAMENTO

Si riporta nella tabella di cui sotto la movimentazione della voce "Avviamento" nel periodo:

(migliaia di Euro)	Italia	Francia	Germania	Spagna	USA	Totale
SALDO AL 31/12/2024	279.259	98.108	32.833	8.668	35.122	453.991
Movimenti del periodo:						
<i>Differenze cambio</i>					(4.636)	(4.636)
Saldo al 30/06/2025	279.259	98.108	32.833	8.668	30.486	449.355
<i>di cui Wind</i>	193.572	82.641	32.833	-	30.486	339.532
<i>di cui Solar</i>	85.687	15.467	-	8.668	-	109.823

La voce al 30 giugno 2025 risulta essere pari a 449 milioni di Euro (454 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

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 22 - Impairment Test](#).

NOTA 18 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
Costo storico	119.923	5.362.289	35.783	137.338	5.655.334
Ammortamenti e svalutazioni	(53.990)	(2.580.608)	(26.317)	-	(2.660.914)
SALDO AL 31/12/2024	65.934	2.781.681	9.467	137.338	2.994.419
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	-	72.957	-	-	72.957
Investimenti	1.904	18.954	604	47.566	69.028
Riclassifiche	639	50.578	361	(51.578)	-
Alienazioni e dismissioni	-	(2.709)	-	-	(2.709)
Ammortamenti	(1.976)	(88.129)	(1.002)	-	(91.107)
Ripristini/(Svalutazioni)	-	(7.623)	-	-	(7.623)
Altre variazioni	329	(51.243)	(1)	(487)	(51.401)
Costo storico	123.773	5.427.623	36.757	132.838	5.720.991
Ammortamenti e svalutazioni	(56.943)	(2.653.156)	(27.329)	-	(2.737.428)
SALDO AL 30/06/2025	66.830	2.774.467	9.428	132.838	2.983.563

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

La [Variazione dell'area di consolidamento](#) si riferisce principalmente alla già commentata operazione di aggregazione aziendale avvenuta nel periodo e agli investimenti effettuati nel periodo. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella [Nota 44 - Business Combination](#).

Gli **Investimenti** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo organico per circa 69 milioni di Euro, correlati alle attività di costruzione di parchi eolici in particolare in UK, Francia e Germania, oltre che ad attività di sviluppo di progetti di Repowering eolico, Revamping solare e di Storage in Italia.

La voce **Riclassifiche** include riclassifiche tra classi di cespiti differenti, relativamente al completamento di parchi eolici in costruzione, in particolare per le attività di finalizzazione dei parchi entrati in operatività nel corso del primo semestre 2025 in Francia e Italia.

La voce **Altre variazioni** si riferisce per circa 58 milioni di Euro alla variazione netta negativa dell'effetto dei cambi avvenuta nel periodo e per circa 3 milioni di Euro alla capitalizzazione di interessi finanziari relativi allo sviluppo organico dei parchi in costruzione.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 34 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

NOTA 19 - ATTIVITÀ PER DIRITTI DI UTILIZZO

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
Costo storico	259.243	1.086	198	9.118	269.644
Ammortamenti e svalutazioni	(44.127)	(244)	(101)	(7.156)	(51.627)
SALDO AL 31/12/2024	215.116	841	97	1.963	218.017
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	4.820	-	-	560	5.380
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	2.391	-	-	-	2.391
Eliminazione di attività per il diritto d'utilizzo	-	-	-	(56)	(56)
Ammortamento del periodo	(5.376)	(41)	(25)	(799)	(6.241)
Differenze cambio	(3.975)	-	-	-	(3.975)
Costo storico	262.345	1.086	198	9.613	273.242
Ammortamenti e svalutazioni	(49.370)	(285)	(126)	(7.945)	(57.726)
SALDO AL 30/06/2025	212.975	800	72	1.668	215.515

L'incremento del periodo della voce **Terreni e fabbricati** è riconducibile, principalmente, all'iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni dei parchi eolici costruiti internamente inclusi quelli oggetto di Repowering in Italia, Francia e Germania oltre che sui terreni del parco eolico oggetto di acquisizione nel periodo.

La voce **Altre variazioni** accoglie la variazione del valore dei terreni negli Stati Uniti e in UK dovuti alle dinamiche dei tassi di cambio nel periodo.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 44 - Business Combination** nella sezione **VII. Altre Note**.

NOTA 20 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

(migliaia di Euro)	30/06/2025	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2024
Fondo oneri smantellamento	92.225	2.465	(1.616)	747	90.630
Totale	92.225	2.465	(1.616)	747	90.630

La movimentazione del periodo è principalmente legata alle nuove iscrizioni di fondi nell'ambito delle attività di costruzione e agli utilizzi legati alle attività di Revamping e Repowering. La **Variazione area di consolidamento** si riferisce alla già citata acquisizione avvenuta nel periodo.

NOTA 21 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2025	1° semestre 2024	Variazione
Ammortamenti Autorizzazioni e Concessioni	38.011	35.891	2.120
Ammortamenti Altre Attività Immateriali	1.699	1.591	108
Totale	39.710	37.482	2.228
Ammortamenti Immobili, Impianti e Macchinari	91.107	84.908	6.199
Ammortamenti di attività per diritti di utilizzo	6.241	5.656	585
Totale	97.348	90.564	6.784
Svalutazioni (Ripristini) di Autorizzazioni e Concessioni	489	-	489
Svalutazioni (Ripristini) di Immobili, Impianti e Macchinari e Attività per diritti di utilizzo	7.623	-	7.623
Totale	8.112	-	8.112

Gli ammortamenti si riferiscono principalmente agli impianti eolici e solari.

L'aumento riflette il pieno contributo dei nuovi parchi acquisiti nel periodo e sviluppati internamente a partire dal secondo semestre 2025 (12 milioni di Euro).

La voce Svalutazioni include rettifiche al valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali e immateriali di parchi esistenti nei quali sono stati avviati, in seguito all'ottenimento delle relative autorizzazioni nel presente periodo, progetti di Repowering in Germania.

NOTA 22 - 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, è necessario 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 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.
- 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.

Qualora emergano fattori esterni che possano far ritenere che il fair value di un'attività possa essere inferiore al valore contabile della stessa, nonostante l'ultimo Valore d'Uso effettuato riporti un valore superiore al valore contabile di detta attività, la società ripete l'esercizio del Valore d'uso tramite DCF per avere conferma che non sia emersa durante il tempo trascorso l'esigenza di contabilizzare una perdita durevole di valore.

Al fine di verificare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di cui sopra, 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, oltre che all'evoluzione dello scenario prezzi e del tasso di sconto.

Il confronto tra i dati previsionali di budget e i dati consuntivati nel semestre ha evidenziato un peggioramento delle produzioni eoliche su diverse aree geografiche in cui opera il Gruppo; in particolare, la deviazione rispetto alle stime di budget del semestre deriva in larga misura da una peggiore ventosità riscontrata in Europa, ad eccezione dei paesi dell'East Europe.

Il management ha ritenuto che il calo riscontrato nel semestre, in misura particolarmente intensa, sia la conseguenza di cicliche diminuzioni della ventosità, già riscontrate più volte nel passato, e ha quindi ritenuto al momento che questo fenomeno, anche sulla base di analisi e studi condotti internamente, non debba essere considerato ricorrente e che non possa avere impatti operativi ed economico-finanziari nel medio e lungo periodo.

Per quanto riguarda lo scenario prezzi, si è tenuto conto delle assunzioni alla base del Piano Industriale 2024-2028 e dell'aggiornamento per il periodo 2025-2026 approvato dal Consiglio di amministrazione di ERG S.p.A. in data 11 marzo 2025. Ai fini della presente valutazione, non si è ritenuto necessario aggiornare tale scenario in quanto non sono intervenuti significativi cambiamenti negli scenari prezzi attesi.

Inoltre, con riferimento alla dinamica dei tassi di sconto, si precisa che l'andamento dei tassi nel semestre ha evidenziato una lieve riduzione dei risk free rate utilizzati come riferimento per i WACC in generale in quasi tutti i paesi in cui il Gruppo opera.

Si precisa infine che la capitalizzazione del Gruppo alla data del 30 giugno 2025 risultava pari a 2,8 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto alla medesima data.

A valle dell'esercizio di analisi degli indicatori interni ed esterni sopra illustrata, 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.

Gli amministratori continueranno a monitorare nel secondo semestre gli eventuali impatti conseguenti alla condizione di volatilità ed incertezza che caratterizzano il quadro geopolitico, macroeconomico ed energetico di riferimento nonché le condizioni di ventosità che sono risultate particolarmente deboli nel primo semestre ed in particolare valuteranno se l'eventuale perdurare di tali condizioni potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore in sede di impairment test a fine anno. Si ricorda che, dalle verifiche effettuate ai fini del Bilancio al 31 dicembre 2024, era risultata per tutti i gruppi di CGU oggetto di esame una differenza positiva (headroom), in alcuni casi anche significativa, tra valore recuperabile e valore contabile.

Alla luce di quanto sopra, si confermano le conclusioni riportate nel Bilancio Consolidato Integrato al 31 dicembre 2024.

NOTA 23 - PARTECIPAZIONI

(migliaia di Euro)	Valutate al patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
Partecipazioni:			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	337	337
- in imprese collegate	390	-	390
- in altre imprese	-	465	465
TOTALE	390	802	1.191

(migliaia di Euro)	Partecipazioni			
	Imprese controllate non consolidate integralmente*	Imprese collegate	Altre imprese	Totale
31/12/2024	340	428	465	1.233
Movimenti del periodo:				
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	5	-	-	6
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	(8)	-	-	(9)
Valutaz. Società metodo del patrimonio netto	-	(38)	-	(38)
30/06/2025	337	390	465	1.191

(*) La voce comprende le società non operative.

Per un maggior dettaglio delle movimentazioni intervenute nel periodo, si rimanda a quanto illustrato in [Nota 47 - Elenco Società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

NOTA 24 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

Gli **Oneri da partecipazioni** si riferiscono a una società valutata al patrimonio netto che porta a un adeguamento negativo del valore di 38 migliaia di Euro.

NOTA 25 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Variazione
Crediti vincolati – Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92	24.240	24.240	-
Depositi cauzionali e altre attività finanziarie	23.910	23.986	(77)
Totale	48.149	48.226	(77)

I **Crediti vincolati – Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92** sono relativi alle somme versate in deposito dal Gruppo in attesa di giudizio presso la Corte di Appello di Napoli e gli altri tribunali competenti, 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 (come illustrato in [Nota 13 - 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 il giudizio è pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Napoli e l'udienza di discussione, fissata il 24 giugno 2025, è stata rinviata all'11 novembre 2025.

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 dinanzi 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

2024, con l'eccezione del ricorso straordinario proposto da ERG Wind 6, dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione del giudice amministrativo già nel 2022. Si tratta di un giudizio parzialmente differente dai rimanenti in quanto i contributi ex lege 488/92 non furono mai erogati alla società e quindi il decreto di revoca implicava solo la definitiva perdita dei contributi non erogati, ma non aveva impatti economici sulla società. In data 11 dicembre 2024 si è tenuta l'adunanza per la discussione dei ricorsi straordinari ancora pendenti, in vista della quale le società hanno depositato memorie con la richiesta di rinviare la decisione in attesa della definizione del giudizio penale pendente dinanzi alla Corte di Appello di Napoli. Allo stato non si ha evidenza della decisione assunta nell'adunanza dell'11 dicembre 2024 perché non è stato ancora trasmesso alcun provvedimento alle società ricorrenti. Alla luce del precedente di ERG Wind 6 non si può escludere che anche in questo caso vi siano declaratorie del difetto di giurisdizione del giudice amministrativo, che darebbero facoltà alle ricorrenti di riassumere i giudizi dinanzi al giudice civile.

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) degli accordi transattivi perfezionati tra il medesimo venditore ed ERG, rispettivamente in data 19 dicembre 2016 e 15 marzo 2024, nei quali 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 13 - Altre passività non correnti](#))), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti.

IV. FONDI E PASSIVITA' POTENZIALI

NOTA 26 - FONDO BUSINESS DISMESSI

(migliaia di Euro)	30/06/2025	Incrementi	Decrementi	31/12/2024
Fondo Business Dismessi	82.394	953	(908)	82.349
Totale	82.394	953	(908)	82.349

Il **Fondo Business Dismessi** accoglie principalmente 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**.

A tale percorso di riassetto strategico del Gruppo si sono aggiunte la cessione del **business idroelettrico**, con la società ERG Hydro S.r.l., avvenuta in data 3 gennaio 2022 e la cessione del **business termoelettrico**, con la società ERG Power S.r.l., avvenuta in data 17 ottobre 2023, relativamente alle quali risultano stanziati complessivi 3,3 milioni di Euro.

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

Di seguito si riepilogano le principali tematiche sottostanti gli stanziamenti più rilevanti, per importo pari a 76,1 milioni di Euro, e relativi al business della **Raffinazione costiera**:

- 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 sospensione 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 dinanzi alla CTR affinché quest'ultima, in diversa composizione rispetto alla precedente fase dibattimentale, tratti nuovamente il merito della questione. Si è ancora 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 successivo al 1° ottobre 2002 ERG risponderà – senza limitazioni temporali - soltanto per i potenziali danni legati a eventi noti al momento di stipula del contratto con Lukoil ed espressamente identificati nello stesso (c.d. “*Known Environmental Matters*”), restando inteso che, fino a un importo di 33,4 milioni di Euro, gli oneri connessi al risarcimento di tali danni saranno 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 dinanzi 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 ed 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) del 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) della 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, già oggetto di impugnazione da parte di ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. Con sentenza pubblicata in data 27 dicembre 2023 il Giudice amministrativo ha respinto i suddetti ricorsi sancendo che gli atti impugnati hanno natura endo-procedimentale e, in quanto tali, non sono idonei a produrre - in via immediata e diretta – effetti sulla sfera giuridica delle parti ricorrenti e non risultano quindi autonomamente impugnabili. Le società potranno, quindi, legittimamente impugnare gli atti conclusivi del procedimento che dovessero imporre loro obblighi di bonifica della Rada di Augusta. A seguito di confronto anche con gli altri operatori di sito, in data 27 marzo 2024 ERG Power Generation S.p.A. e B2G Sicily S.r.l. (già ERG Power S.r.l.) hanno presentato appello cautelativo al Consiglio di Giustizia Amministrativa per la Sicilia, al fine di ottenere la riforma del capo della sentenza nel caso in cui potesse essere interpretato come riconoscimento della sussistenza di una responsabilità in capo agli operatori per l'inquinamento presente nella Rada di Augusta. 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;

- sono infine inclusi, per una quota minore, stanziamenti per possibili oneri derivanti da claim relativi alle attività commerciali dell'ex business raffinazione.

Con riferimento all'uscita del business del **Downstream integrato**, il Fondo Business Dismessi include stanziamenti per 2,9 milioni di Euro di seguito illustrati:

- 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 27 - ALTRI FONDI

(migliaia di Euro)	Porzione non corrente	Porzione corrente	30/06/2025	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2024
Fondo rischi fiscali	28.121	1.383	29.504	-	(186)	-	29.690
Fondo rischi verso controparti istituzionali	1.500	22.735	24.235	454	(1.715)	-	25.496
Fondo rischi legali	1.514	1.991	3.505	528	-	-	2.977
Altri fondi rischi e oneri	5.215	4.169	9.383	1.959	(836)	586	7.674
Totale altri fondi	36.350	30.279	66.628	2.942	(2.737)	586	65.837

Il **Fondo rischi fiscali** accoglie, oltre che fondi rischi iscritti nell'ambito di acquisizioni in periodi precedenti e accantonamenti da esercizi precedenti per rischi di natura fiscale su società estere, 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).

Il **Fondo rischi verso controparti istituzionali** è riferito principalmente ai seguenti rischi:

- oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (20 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 25 - 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 relative alla Romania (2 milioni di Euro), rilevato nel 2015, in occasione dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew, oltre che oneri potenziali relativi alla Polonia (2 milioni di Euro) per il calcolo delle clawback measure per alcune mensilità del 2023.

La variazione del periodo consiste principalmente in rilasci relativi agli oneri potenziali in Romania e a utilizzi relativi ai contributi Legge 488/1992.

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

La voce **Altri fondi rischi ed oneri** si riferisce principalmente a rischi su potenziali maggiori oneri contrattuali oltre che a rischi riferiti a contenziosi in capo ad alcune società estere. L'incremento si riferisce alla riclassifica di una passività precedentemente iscritta alla voce debiti per investimenti, in considerazione di un contenzioso attualmente in corso. Il decremento si riferisce principalmente all'utilizzo o al rilascio di fondi rischi e oneri diversi in alcune società italiane e francesi per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione. L'incremento della variazione area di consolidamento si riferisce all'iscrizione di un fondo a fronte di potenziali oneri futuri individuati nell'ambito dell'acquisizione avvenuta nel periodo.

NOTA 28 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti al 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 devono essere 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 29 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

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

(milioni di Euro)

Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	31/12/2024	Pagamenti basati su azioni	Dividendi	Acquisto azioni proprie	Movimenti altre riserve	Cash flow hedge	Partecipazioni di terzi	Risultato	30/06/2025
	2.147	2	(145)	(12)	(40)	(12)	6	78	2.024

(migliaia di Euro)

	30/06/2025	31/12/2024
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	74.543	74.543
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di Cash Flow Hedge	26.645	38.795
Riserva di traduzione	(32.839)	6.792
Riserva per azioni proprie in portafoglio	(109.728)	(97.939)
Altre riserve	1.643.847	1.593.929
Totale Riserve	1.672.649	1.686.302
Utili portati a nuovo	258.198	258.198
Risultato del periodo	77.642	187.087
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	2.023.521	2.146.618
Partecipazioni di terzi	72.294	76.481
Patrimonio Netto	2.095.814	2.223.099

La **Riserva sovrapprezzo azioni** è costituita dal sovrapprezzo pagato dai soci per la sottoscrizione delle azioni relative agli aumenti del capitale sociale effettuati in data 14 ottobre 1997, 2 luglio e 5 agosto 2002.

Le **Riserve di rivalutazione** si riferiscono alla rivalutazione ex legge di immobili, impianti e macchinari effettuata in esercizi precedenti.

La **Riserva di Cash Flow Hedge** riflette l'effetto dei derivati di copertura dei finanziamenti in corso. Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura pari a 12 milioni di Euro si rimanda al **Prospetto di Conto Economico Complessivo**.

La **Riserva per azioni proprie in portafoglio** include il costo delle azioni della Società detenute dal Gruppo, il cui movimento nel periodo è dettagliato nelle pagine seguenti.

La voce **Altre riserve** include principalmente:

- l'Avanzo generato dalla fusione per incorporazione 2015 di ISAB Energy S.r.l. in ERG S.p.A. per 66 milioni di Euro;
- la riserva di rivalutazione monetarie che include dal 2015 la ricostituzione della riserva di riallineamento monetario ex lege 266/05 dell'ex ISAB Energy S.r.l. per un ammontare pari a 29 milioni di Euro;
- l'avanzo generato dalla fusione per incorporazione 2010 di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. ed ERG Power & Gas S.p.A. in ERG S.p.A., pari a 446 milioni di Euro, era stato allocato in parte nella riserva "Avanzo da fusione 2010" (251 milioni di Euro) ed in parte a ricostituzione delle riserve specifiche di patrimonio netto (195 milioni di Euro) in sospensione d'imposta;
- la riserva di consolidamento.

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2025, 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 2024).

Alla data del 30 giugno 2025 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la società SQ Renewables S.p.A. come titolare del 63% circa del capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2024.

Si riporta di seguito la struttura azionaria di ERG S.p.A.:

	n. azioni	%
Capitale	150.320.000	100%
SQ Renewables S.p.A.	94.000.000	63%
ERG S.p.A. (azioni proprie)	4.965.240	3%
Altri inferiori al 3%	52.488.526	34%
Totale	150.320.000	100%

Azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria in data 23 aprile 2024 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 2023 - per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 23 aprile 2024, 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 15.032.000 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".

Si ricorda che il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in data 14 novembre 2024, ha deliberato l'avvio al programma di acquisto di azioni proprie come forma di investimento finalizzata a massimizzare la creazione di valore per la Società e per gli azionisti, per un periodo massimo di tre mesi, in ottemperanza alla delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2024.

Alla data del 31 gennaio 2025, sono state riacquistate, a partire dall'avvio del programma, n. 1.133.766 azioni ordinarie – numero massimo di azioni acquistabili – al prezzo medio ponderato di Euro 19,9 per azione e si è pertanto concluso il programma di acquisto. Considerando le azioni già in portafoglio prima dell'avvio del programma, ERG S.p.A. detiene alla conclusione del programma n. 4.965.240 azioni proprie pari al 3,3031% del relativo capitale sociale.

L'Assemblea Ordinaria in data 22 aprile 2025 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 23 aprile 2024 di cui sopra - per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 22 aprile 2025, 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 15.032.000 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. L'acquisto ha le medesime finalità della precedente autorizzazione e dovrà essere effettuato secondo le modalità già richiamate.

La stessa Assemblea 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 23 aprile 2024 – per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 22 aprile 2025, 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.

Periodo	Numero azioni acquistate	Prezzo medio per azione (Euro)	Numero azioni acquistate cumulato
Programma 2023-2024			
Ottobre 2023	480.000	23,14	480.000
Novembre 2023	947.636	24,85	1.427.636
Dicembre 2023	976.644	27,25	2.404.280
TOTALE AL 31/12/2023	2.404.280	25,48	2.404.280
Gennaio 2024	796.938	27,15	3.201.218
Febbraio 2024	556.782	26,59	3.758.000
TOTALE AL 12/02/2024	3.758.000	26,00	3.758.000
Programma 2024-2025			
Novembre 2024	160.000	20,04	160.000
Dicembre 2024	374.671	20,25	534.671
TOTALE AL 31/12/2024	534.671	20,18	534.671
Gennaio 2025	599.095	19,68	1.133.766
TOTALE AL 31/01/2025	1.133.766	19,90	1.133.766

La tabella seguente mostra la variazione del numero di azioni proprie e delle azioni in circolazione:

Numero di azioni	Azioni proprie	Azioni in circolazione
SALDO AL 31/12/2024	4.366.145	145.953.855
Acquisto azioni ordinarie	599.095	(599.095)
SALDO AL 30/06/2025	4.965.240	145.354.760

La variazione del numero di azioni proprie nel 2025 è stata determinata dall'esecuzione del Programma di acquisto di azioni proprie, iniziato nel 2024.

Dividendi

Nel corso del primo semestre 2025 ERG S.p.A. ha pagato dividendi per un valore complessivo pari a 145,4 milioni di Euro pari a 1,00 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 146,5 milioni di Euro pari a 1,00 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola.

Si segnala inoltre che sono stati corrisposti dividendi ai soci di minoranza delle partecipate per un importo pari a 2,1 milioni di Euro.

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.

NOTA 30 - 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	30/06/2025		31/12/2024	
		quota di terzi	Utile/(Perdita)	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	6.456	1.070	6.165	2.017
C.P.E.S. Mas d'en Ramis S.A.S.	40,00%	(306)	(25)	(281)	(281)
C.P.E.S La Brède S.A.S.	42,58%	(156)	(22)	(134)	(134)
Project Pinnacle I, LLC	25,00%	66.300	1.745	70.731	1.027
Totale		72.294	2.769	76.481	2.629

La variazione si riferisce principalmente all'effetto dei dividendi distribuiti dalle Società Andromeda PV S.r.l. e Project Pinnacle I, LLC. Si segnala che per quanto concerne la quota di terzi relativa al patrimonio netto delle società C.P.E.S. Mas d'en Ramis S.A.S. e C.P.E.S. La Brède S.A.S. rientranti nella business combination "Falcon", occorsa nell'esercizio 2024, in funzione degli accordi in essere con i soci di minoranza che prevedono l'impegno al riacquisto rispettivamente nel 2027 e 2028, il fair value di tale impegno pari a circa 1,7 milioni di Euro è riclassificato come passività non corrente.

Posizione finanziaria netta

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Ai fini della definizione della posizione finanziaria netta 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 - strumenti valutati al fair value
- 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
- L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)
- M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2025	31/12/2024
A. Disponibilità liquide	31	106.474	270.957
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	31	247.657	330.009
C. Altre attività finanziarie correnti	32-33	140.154	452.290
D. Liquidità (A) + (B) + (C)		494.285	1.053.256
E. Debito finanziario corrente	34	(199.163)	(179.676)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - mutui, finanziamenti e Project Financing	34	(23.898)	(22.683)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - altri debiti	34	(4.516)	(5.886)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	(5.387)	(6.510)
F. Parte corrente degli strumenti di debito	35	(24.336)	(517.035)
G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)		(257.300)	(731.791)
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)		236.986	321.465
I. Debito finanziario non corrente	34	(611.047)	(546.258)
I. Debito finanziario non corrente - passività finanziarie non correnti per beni in leasing	35	(223.948)	(222.924)
J. Strumenti di debito	34	(1.593.655)	(1.592.672)
K. Debiti commerciali e altri debiti	13-34	(2.063)	(1.994)
L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)		(2.430.713)	(2.363.848)
M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)		(2.193.727)	(2.042.383)

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

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024
Indebitamento Finanziario Netto	(2.193.727)	(2.042.383)
Inclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati IRS	15.054	19.730
Indebitamento Finanziario Netto post IFRS 16 Relazione Intermedia sulla Gestione	(2.178.673)	(2.022.653)
Esclusione impatto IFRS 16 (passività finanziarie per leasing)	229.335	229.434
Indebitamento Finanziario Netto ante IFRS 16 Relazione Intermedia sulla Gestione	(1.949.338)	(1.793.219)

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 2025.

L'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2025 si riferisce principalmente a impegni di costruzione di attività immobilizzate nei 12 mesi successivi e ammonta a circa 85 milioni di Euro, principalmente riconducibili allo sviluppo di parchi eolici in Germania (41 milioni di Euro), Francia (19 milioni di Euro), Regno Unito (12 milioni di Euro), ai progetti in Italia, principalmente Repowering, Revamping e Storage per circa 11 milioni di Euro.

NOTA 31 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari a 354 milioni di Euro al 30 giugno 2025 (601 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo, depositate presso le banche delle quali il Gruppo è cliente per un importo pari a 341 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 13 milioni di Euro. Si rimanda, per ulteriori dettagli su tali Project Financing, a quanto commentato nella **Nota 34 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

La variazione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti è riepilogata nel **Prospetto dei flussi finanziari**.

NOTA 32 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	9.681	12.251	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	16.196	23.710	
Totale parte non corrente	25.877	35.961	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	5.374	7.480	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	8.463	7.705	
Totale parte corrente	13.837	15.185	

La quota non corrente, pari a circa 26 milioni di Euro al 30 giugno 2025 (36 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), è costituita principalmente da:

- la quota non corrente del *fair value* positivo degli IRS di ERG S.p.A. pari a circa 10 milioni di Euro (12 milioni di Euro al 31 dicembre 2024);
- i crediti riferiti al *fair value* positivo del VPPA in Italia, pari a circa 16 milioni di Euro (24 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

La quota corrente, pari a circa 14 milioni di Euro al 30 giugno 2025 (15 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), è costituita principalmente da:

- la quota corrente del *fair value* positivo degli IRS di ERG S.p.A. per circa 5 milioni di Euro (7 milioni di Euro al 31 dicembre 2024);
- i crediti riferiti al *fair value* positivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, pari a circa 8 milioni di Euro (8 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

NOTA 33 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 140 milioni di Euro al 30 giugno 2025, interamente ricompresa nella posizione finanziaria netta (452 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) è costituita principalmente da impieghi a breve di liquidità per 133 milioni di Euro (435 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) e da circa 4 milioni di Euro di interessi attivi maturati su tali impieghi (14 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

NOTA 34 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2025				31/12/2024			
	Valore contabile			Valore nominale	Valore contabile			Valore nominale
	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale
Obbligazioni emesse	24.336	1.593.655	1.617.992	1.600.000	517.035	1.592.672	2.109.707	2.100.000
Mutui e finanziamenti	4.139	494.113	498.252	495.000	4.298	419.041	423.339	420.000
Project financing	19.745	116.362	136.107	136.000	18.385	125.258	143.643	144.244
Totale Debito medio-lungo termine	48.220	2.204.131	2.252.351	2.231.000	539.718	2.136.972	2.676.690	2.664.244
Debiti verso banche	199.163	-	199.163	199.163	179.676	-	179.676	179.676
Altri debiti	4.516	2.063	6.578	6.578	5.886	1.994	7.880	7.880
Totale Altri debiti finanziari	203.678	2.063	205.741	205.741	185.562	1.994	187.556	187.556
Totale Passività finanziarie	251.898	2.206.194	2.458.092	2.436.741	725.281	2.138.966	2.864.246	2.851.800

(*) Nella quota corrente dei mutui e finanziamenti è ricompreso il reversal del gain IFRS 9, se applicabile.

Nella tabella seguente si riporta la composizione in percentuale dell'*outstanding* nominale del debito a medio-lungo termine:

(migliaia di Euro)	30/06/2025	%	31/12/2024	%
Debito medio-lungo termine				
Obbligazioni emesse	1.600.000	72%	2.100.000	79%
Mutui e finanziamenti	495.000	22%	420.000	16%
Project Financing	136.000	6%	144.244	5%
Totale	2.231.000	100%	2.664.244	100%

Financial Strategy e Sustainable Finance

La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è incentrata su strumenti di finanza corporate green e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo. A conferma del forte impegno del Gruppo verso la finanza sostenibile a giugno 2024 ERG S.p.A. ha aggiornato il proprio Green Bond Framework, a cui Moody's ha assegnato il più elevato giudizio in termini di contributo alla sostenibilità e allineamento ai principi. La relativa second party opinion ha certificato, in particolare, la conformità del Framework di ERG S.p.A. ai quattro pilastri degli International Capital Market Association (ICMA) Green Bond Principles (GBP) 2021 (inclusa l'Appendix I di giugno 2022) e l'allineamento ai criteri della Tassonomia Europea. Il Framework, infine, è coerente con il Piano Industriale 2024-2026.

La composizione delle fonti di finanziamento conferma l'impegno del Gruppo al mantenimento di fonti finanziarie sostenibili pari ad almeno il 90% delle fonti di finanziamento del Gruppo così come delineato nel piano ESG 2024-2026.

(milioni di Euro)

Debito medio-lungo termine ¹⁸	30/06/2025	%	31/12/2024	%
Fonti di Finanziamento Sostenibili	2.095	94%	2.520	95%
Fonti di Finanziamento Tradizionali	136	6%	144	5%
Totale Debito finanziario non corrente	2.231	100%	2.664	100%

Al 30 giugno 2025 le fonti di *Sustainable Finance*, pari a 2.095 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.231 milioni di valore nominale (2.520 milioni di Euro al 31 dicembre 2024 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.664 milioni di Euro di valore nominale) comprendono:

- *Green Bonds*, per complessivi 1.600 milioni di Euro (2.100 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari, nonché *storage*, in conformità al recente Green Bond Framework. La variazione in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2024 è relativa al Green Bond emesso nel 2019 (XS1981060624) per un valore nominale di 500 milioni di Euro e rimborsato integralmente a scadenza l'11 aprile 2025. Di seguito il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2025:

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore contabile	Valore nominale
Green Bond	XS2229434852	0,50%	11/09/2020	11/09/2027	99,21%	0,62%	Fitch: BBB-	499.916	500.000
Green Bond	XS2229434852	0,50%	23/12/2020	11/09/2027	101,10%	0,33%	Fitch: BBB-	100.624	100.000
Green Bond	XS2386650274	0,88%	15/09/2021	15/09/2031	99,75%	0,90%	Fitch: BBB-	501.141	500.000
Green Bond	XS2853679053	4,13%	03/07/2024	03/07/2030	99,52%	4,22%	Fitch: BBB-	516.310	500.000
Totale								1.617.992	1.600.000

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 8,3 milioni di Euro. Tali costi sono stati rilevati a conto economico negli oneri finanziari del primo semestre 2025 secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 1,2 milioni di Euro, corrispondente alla quota di competenze del periodo.

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 26,4 milioni di Euro di interessi maturati nel periodo.

- *Mutui e finanziamenti (Senior Unsecured)* a medio-lungo termine, per complessivi 495 milioni di Euro in valore nominale (420 milioni di Euro al 31 dicembre 2024). Di questi, 420 milioni di Euro prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di obiettivi ESG e 75 milioni sono relativi a un nuovo "green loan" ("Use of Proceeds") stipulato nel primo semestre del 2025.

Erogazione	Tipo Finanziamento	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2023	Sustainability bilateral linked loans	15/02/2028	IRS:Euribor6M+Spread	100.292	100.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	23/03/2028	IRS:Euribor6M+Spread	131.207	130.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	02/05/2028	IRS:Euribor6M+Spread	100.623	100.000
2024	Sustainability bilateral linked loans	26/03/2029	IRS:Euribor6M+Spread	90.414	90.000
2025	Green loan	23/04/2030	IRS:Euribor6M+Spread	75.216	75.000
Totale				497.753	495.000

Sui finanziamenti "sustainability-linked" sopra indicati insistono coperture del tasso di interesse per l'intero nozionale, mentre l'unico green loan è mantenuto a tasso variabile.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1,3 milioni di Euro) e comprensivi degli interessi maturati del periodo (4,0 milioni di Euro) calcolati senza tenere conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Le fonti di finanziamento tradizionali, pari a 136 milioni di Euro (144 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), sono totalmente relative a *Project Financing* in essere su perimetri oggetto di acquisizione o sottoscritti prima del 2019, collegati a parchi solari ed eolici, rispettivamente in Italia, Francia e Germania.

In particolare:

- finanziamenti per 64 milioni di Euro con scadenza finale prevista a novembre 2028, relativi alla costruzione di un parco solare tramite una Società di diritto italiano;
- finanziamenti per 17 milioni di Euro con scadenza finale prevista a dicembre 2038, erogati per la costruzione di un parco eolico tramite una Società di diritto tedesco;
- finanziamenti per 63 milioni di Euro con scadenza finale prevista a dicembre 2046, relativi alla costruzione di un portafoglio eolico e solare in Francia oggetto di acquisizione a gennaio 2024.

¹⁸ Inclusivo della parte corrente del debito finanziario non corrente.

Si segnala inoltre che a marzo 2025 sono stati rimborsati i finanziamenti bancari in capo alla società inglese Broken Cross Wind Farm Limited acquisita nel mese di gennaio 2025 per un importo totale pari a circa 43 milioni di Euro.

Tali debiti sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,1 milioni di Euro).

I **Project Financing** sono garantiti dall'asset sottostante. Si rimanda alla sezione seguente per un commento sui relativi eventuali *Covenants e negative pledge*.

Al 30 giugno 2025 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing, comprensivo delle operazioni di copertura, è pari a circa l'1,7% (1,6% al 31 dicembre 2024).

In aggiunta alle suddette fonti finanziarie *drawn*, la società ERG S.p.A. ha in essere una ESG-linked Revolving Credit Facility, di durata triennale e con possibilità di estensione fino a due ulteriori anni. Il margine applicato alla facility è soggetto a un meccanismo di aggiustamento sulla base del raggiungimento di obiettivi ESG.

I **Debiti verso banche** pari a 199 milioni di Euro accolgono principalmente le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

Gli **Altri debiti** per la quota non corrente si riferiscono a componenti differite del corrispettivo di acquisizione di società all'estero per circa 12 milioni di Euro, e per la quota corrente si riferiscono principalmente a passività finanziarie iscritte in sede di acquisizione con contropartita cassa vincolata per circa 17 milioni di Euro.

Covenants e Negative pledge

Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenants dei finanziamenti presenti nelle società del 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 *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:

- al privilegio speciale sui beni mobili;
- all'ipoteca sui beni immobili;
- al pegno sui conti correnti vincolati;
- 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 Project Financing del Gruppo. Non vi sono altri tipi di debiti finanziari (ad esempio i *Sustainable bilateral linked loan* o *green loan*) che contengono covenant.

Semestrale 2025	Bilancio 2024	Project Financing/Finanziamenti	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default*
✓	✓	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	✓
✓	✓	Project C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès	✓	HDSCR inferiore a 1,05x	✓

(H)DSCR: (Historical) Debt Service Coverage Ratio

* Rimedi contrattualmente stabiliti che la Società può porre in essere per evitare il default.

Legenda:

✓ Presente

• Non presente

n/a Non applicabile

NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie contabilizzate in accordo con il principio IFRS 16 pari a 229 milioni di Euro (229 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) di cui 224 milioni di Euro (223 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) a medio lungo termine e 5 milioni di Euro a breve termine (7 milioni di Euro al 31 dicembre 2024).

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 si riferisce principalmente alla passività iscritta per le acquisizioni avvenute nel periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 44 - Business Combination](#).

NOTA 36 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL *FAIR VALUE*

(migliaia di Euro)	30/06/2025	31/12/2024	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	74.224	97.145	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	570	1.959	✓
Totale parte non corrente	74.794	99.104	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	8.498	6.767	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	1.248	3.065	
Totale parte corrente	9.747	9.832	

La quota non corrente, pari a 75 milioni di Euro (99 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) comprende principalmente la *fair value* negativo dei VPPA in Spagna, USA e Regno Unito, parte dei quali iscritti al *fair value* nell'ambito delle relative business combination. Tali strumenti sono inoltre stati designati come hedging instruments e pertanto non sono inclusi nelle passività finanziarie della Posizione Finanziaria Netta redatta secondo Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

La quota corrente pari a 10 milioni di Euro (10 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) è costituita da:

- la quota da rilasciare a breve termine dei debiti riferiti ai *fair value* negativi iscritti nell'ambito delle relative business combination dei VPPA in Spagna e USA, pari a circa 8 milioni di Euro (7 milioni di Euro al 31 dicembre 2024);
- i debiti riferiti al *fair value* negativo per strumenti di copertura su rischio prezzo commodities pari a circa 1 milione di Euro (3 milioni di Euro al 31 dicembre 2024), i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta.

NOTA 37 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2025			1° semestre 2024		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	11.078	(1.101)	9.977	10.496	(1.153)	9.342
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	10.668	(3.649)	7.019	7.489	(1.071)	6.418
Interessi passivi su mutui/fin.ti verso terzi	-	(24.734)	(24.734)	-	(17.832)	(17.832)
Interessi passivi su project financing	-	(3.821)	(3.821)	-	(3.879)	(3.879)
Operazioni Liability management	1.852	(663)	1.189	-	-	-
Gestione liquidità/Costo del debito	23.598	(33.968)	(10.370)	17.985	(23.936)	(5.951)
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	4.693	(4.510)	184	18.561	(17.001)	1.559
Proventi (oneri) finanziari diversi	13.885	(12.145)	1.740	6.020	(2.576)	3.444
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(5.528)	(5.528)	-	(4.474)	(4.474)
Oneri finanziari su passività Tax Equity Partnership USA	-	(4.563)	(4.563)	-	(2.889)	(2.889)
Differenze cambio	550	(2.284)	(1.734)	1.167	(1.005)	163
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	-	(1.456)	(1.456)	-	(1.189)	(1.189)
Altri Proventi / (Oneri)	19.129	(30.485)	(11.357)	25.748	(29.134)	(3.387)
Totale	42.727	(64.453)	(21.726)	43.732	(53.070)	(9.338)

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 dalla voce *Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e Project Financing*. La variazione degli interessi passivi è riconducibile principalmente al rifinanziamento, a tassi di interessi più elevati, dell'obbligazione rimborsata ad aprile 2025, benché il differenziale di rendimento tra i due bond sia stato notevolmente mitigato da operazioni di *Prehedge* a tassi particolarmente competitivi rispetto a quelli vigenti alla data di emissione (luglio 2024) e ricomprese alla voce *Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale*. Inoltre, si ricorda che il periodo comparativo alla voce *Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente* beneficiava di una remunerazione a breve termine sulla liquidità operativa particolarmente elevata, anche in considerazione del momento nel ciclo della politica monetaria.

La voce *Operazioni Liability management* include gli oneri straordinari legati alla chiusura dei Project Financing in capo alla società neoacquisita in UK, inclusa l'estinzione del *fair value* relativo agli strumenti finanziari derivati a copertura dei tassi di interesse correlati.

I *Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value* si riferiscono alla variazione di *fair value* di alcuni strumenti finanziari derivati su *commodities*. I valori lordi dei proventi e degli oneri rappresentati riflettono l'operatività tecnica di acquisto e vendita. Si evidenzia che il risultato netto delle suddette operazioni non è significativo, in linea con gli obiettivi prefissati in *policy* e con gli anni precedenti.

La voce *Oneri finanziari su passività Tax Equity Partnership USA* rappresenta gli oneri finanziari derivanti dall'attualizzazione al tasso di rendimento interno atteso dell'importo totale dovuto al Partner. Si ricorda che nel periodo comparativo, tali oneri sono computati dal 1° aprile 2024, data di primo consolidamento del perimetro USA.

I **Proventi (oneri) finanziari diversi** includono principalmente gli interessi finanziari oggetto di capitalizzazione per i parchi in costruzione, gli oneri finanziari sul fondo oneri smantellamento e le commissioni bancarie.

NOTA 38 - STRUMENTI FINANZIARI

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria, il valore contabile e il *fair value*. Sono escluse le informazioni delle attività e delle passività finanziarie non valutate al *fair value*, quando il valore contabile rappresenta una ragionevole approssimazione del *fair value*.

30/06/2025	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL - altri	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni	-	802	-	-	802	802	-	802	-
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	23.910	-	23.910	23.910	-	23.910	-
Interest rate swap di copertura	15.054	-	-	-	15.054	15.054	-	15.054	-
Derivati su commodities*	8.463	-	-	-	8.463	8.463	8.463	-	-
Virtual Power Purchase Agreements	16.196	-	-	-	16.196	16.196	-	-	16.196
Altri crediti finanziari correnti	-	-	39.378	-	39.378	39.378	-	39.378	-
Crediti commerciali	-	-	114.551	-	114.551	114.551	-	-	-
Altri crediti	-	-	270.445	-	270.445	270.445	-	270.445	-
Disponibilità liquide	-	-	354.131	-	354.131	354.131	-	-	-
Totale attività	39.713	802	802.415	-	842.930	842.930			
Mutui e finanziamenti	-	-	-	498.252	498.252	499.159	-	499.159	-
Prestiti Obbligazionari	-	-	-	1.617.992	1.617.992	1.548.048	-	1.548.048	-
Project Financing no recourse	-	-	-	136.107	136.107	141.984	-	141.984	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	199.163	199.163	199.163	-	199.163	-
Debiti finanziari	-	-	-	6.578	6.578	6.578	-	6.578	-
Derivati su commodities*	1.248	-	-	-	1.248	1.248	1.248	-	-
Virtual Power Purchase Agreements	82.722	-	-	-	82.722	82.722	-	-	82.722
Debiti commerciali	-	-	73.259	-	73.259	73.259	-	-	-
Altri debiti	-	-	-	259.204	259.204	259.204	-	222.343	36.861
Totale passività	83.971	-	73.259	2.717.296	2.874.526	2.811.365			

(*) la voce non include 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) per un importo pari a circa 2 milioni di Euro.

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
Derivati su tasso di interesse	<i>Interest Rate Swap</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	Refinitiv Eikon	Level 2
	<i>Interest Rate Option (Cap, Floor)</i>	<i>Black & Scholes</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	Refinitiv Eikon	Level 2
				- Volatilità implicita tassi		
Derivati su commodity	<i>Commodity Swap</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	Refinitiv Eikon	Level 2
	<i>Commodity Future</i>	<i>Strumento quotato</i>		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	EEX via Refinitiv Eikon	Level 1
	<i>Contract for Difference (CFD)</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	EEX via Refinitiv Eikon Refinitiv Eikon	Level 2
	<i>Virtual Power Purchase Agreement (VPPA)¹⁹</i>	<i>Discounted Cash Flow</i> <i>Metodo Monte Carlo (valutazione opzioni)</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot/forward ufficiali delle commodity di riferimento - Volatilità storica delle commodity di riferimento - Curva a zero coupon della valuta di riferimento - Cambi spot BCE	Refinitiv Eikon	Level 3
Derivati su tasso di cambio	<i>Compravendita a termine (Outright, FX Forward)</i>	<i>Discounted Cash Flow</i>	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di 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

¹⁹ Trattandosi di strumenti con delivery mediamente superiori a 10 anni, qualora per le scadenze a lungo termine fossero assenti quotazioni di prezzi facilmente individuabili nel mercato attivo e quindi si debba replicare il prezzo dell'ultima scadenza disponibile, viene stimato il *fair value* alla data di rilevazione iniziale, senza alcun impatto contabile in bilancio, e a ogni data di chiusura si rileva la differenza tra il *fair value* alla data di valutazione e quello stimato alla data di sottoscrizione del contratto. Il *fair value* iniziale di alcuni VPPA e altri contratti a lungo termine a prezzo fisso assimilabili acquisiti come parte di business combination è registrato riversandolo nella voce ricavi lungo il periodo residuo a cui il valore si riferisce.

Si segnala che per gli strumenti valutati con input di livello 3, l'impatto netto rilevato a conto economico nel periodo è pari a circa 7,6 milioni di Euro alla voce ricavi al netto dell'effetto fiscale. L'impatto sul conto economico complessivo del periodo è pari a circa 3,3 milioni di Euro a incremento della riserva di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale.

Si specifica inoltre che gli elementi non osservabili si riferiscono ai punti di lungo periodo della curva forward dei prezzi dell'energia elettrica; la sensibilità delle variazioni di questa parte finale della curva è marginale, essendo predominante la parte breve della curva basata su input osservabili.

NOTA 39 - INFORMATIVA SUI RISCHI FINANZIARI

Il Gruppo ERG attribuisce grande importanza alla identificazione e misurazione dei rischi e ai connessi sistemi di controllo, in modo da poter garantire una gestione efficiente dei rischi assunti. Coerentemente con tale obiettivo, è stato adottato un sistema di *Risk Management* avanzato che garantisce, nel rispetto delle politiche esistenti in materia, l'individuazione, la misurazione e il controllo a livello centrale per l'intero Gruppo del grado di esposizione ai singoli rischi.

La funzione *Group Risk Finance & Corporate Finance* assicura la coerenza con i limiti di rischio assegnati e fornisce adeguato supporto con le proprie analisi, sia alle singole società controllate sia al Risk Committee e all'Alta Direzione della Capogruppo, per le decisioni di tipo strategico.

Rischio di mercato

Comprende il rischio di cambio, il rischio di tasso di interesse e il rischio prezzo delle *commodity*. La gestione di tali rischi è disciplinata dalle linee guida indicate nella *Policy* di Gruppo e da procedure interne all'area Finance.

Inoltre, sono state sviluppate specifiche politiche e procedure di *risk management*, basate sulle *best practice* di settore, per la continua misurazione dei livelli di esposizione al rischio rispetto ad un valore di *Risk Capital* allocato dalla capogruppo.

Rischio di mercato - tasso di interesse

Identifica la variazione dell'andamento futuro dei tassi di interesse che potrebbero determinare maggiori costi per il Gruppo. Il contenimento del rischio di tasso viene perseguito mediante l'utilizzo di contratti derivati come *Interest Rate Swap* e *Interest Rate Option (plain vanilla)*.

Rischio di mercato - commodity

Il rischio prezzo delle merci è insito nella variazione inattesa dei prezzi delle materie prime, dell'approvvigionamento dei servizi, dei prodotti finiti e dei servizi immessi sul mercato per la vendita.

Il Gruppo pone in essere tutte le strategie di gestione dei rischi necessarie al fine di non incorrere in danni economici derivanti dalla volatilità del prezzo di vendita e acquisto dell'Energia Elettrica e dalle fluttuazioni del Clean Spark Spread.

Rischio di mercato - tasso di cambio

Identifica la variazione inattesa futura dei tassi di cambio che potrebbero determinare maggiori costi per il Gruppo (rischio transattivo), oppure impatti sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato per effetto della conversione di attività e passività di imprese che redigono il bilancio in altra valuta (rischio traslativo). La gestione del rischio di tasso di cambio consiste principalmente nella sua accettazione, in considerazione della ridotta esposizione che il Gruppo ha alla data di approvazione della presente politica. Sono in essere livelli di warning e l'eventuale utilizzo di strumenti finanziari derivati per la copertura del rischio. Il Gruppo adotta inoltre una strategia basata sul perseguimento di un bilanciamento tra asset e liabilities in valuta, minimizzando quindi l'esposizione netta, e finanziando a M/L termine in valuta locale gli investimenti, la cui redditività e flussi di cassa sono prevalentemente espressi in tale valuta.

In caso di operazioni straordinarie può essere necessario proteggersi dalla variabilità del tasso di cambio tra la data di decisione di stipulare una attività finanziaria (coincidente con la negoziazione di uno strumento derivato) e l'effettiva stipula di tale attività finanziaria, quando ritenuta altamente probabile.

Per gli altri principali rischi identificati e attivamente gestiti dal Gruppo ERG (Rischio di credito e rischio liquidità) si rimanda a quanto riportato nel Bilancio Consolidato Integrato 2024.

Strumenti derivati utilizzati

Le principali tipologie di strumenti derivati adottati nella gestione dei rischi finanziari, con il solo fine di copertura, sono quelle sotto riportate:

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/CfD (Contract for Difference): 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 30 giugno 2025 sono quelle sotto riportate:

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*, inclusi gli strumenti *Prehedge*, 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, 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 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 prestabilito. 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;
- contratti di Power Purchase Agreement di tipo finanziario o "virtuale" (VPPA), stipulati al fine di stabilizzare la struttura di ricavo con controparti per cui alle date di delivery avviene lo scambio di un pagamento sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante.

Derivati su tassi di cambio

- contratti a termine su valuta (outright forward), utilizzati per immunizzarsi dalla variabilità del cambio tra la data di decisione di stipulare una attività finanziaria (coincidente con la negoziazione del derivato oggetto della presente HDR) e l'effettiva stipula di tale attività finanziaria.

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) del periodo. 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'importo 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) del periodo nello stesso periodo o negli stessi periodi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita) del periodo.

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) del periodo.

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) del periodo nello stesso periodo o negli stessi periodi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita).

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 2025 sono i seguenti:

	Valore di nozionale				30 giugno 2025	
	Scadenza 1 anno	Scadenza da 1 anno a 5 anni	Scadenza oltre 5 anni	Totale Nominale	Fair Value (milioni di Euro)	
					Attivo	Passivo
(Milioni di Euro)						
Gestione del rischio sul tasso di interesse						
- Cash flow hedge	2	422	50	473	15,1	0,6
migliaia di Mwh						
Gestione del rischio sul prezzo delle commodity						
- Cash flow hedge	2.309	7.651	8.399	18.358	26,5	83,7
Totale strumenti derivati					41,6	84,2
- di cui in Cash flow Hedge					41,6	84,2
- di cui non in Cash flow Hedge					0,0	0,0

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura si rimanda al [Prospetto di conto economico complessivo](#).

NOTA 40 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Fideiussioni prestate (875 milioni di Euro)

Si tratta principalmente di garanzie rilasciate a favore di terzi, anche per conto di società del Gruppo, garantite dalla capogruppo ERG S.p.A.

Altre garanzie e impegni prestatati (16 milioni di Euro)

Le altre garanzie ed impegni prestatati si riferiscono principalmente ad impegni correlati ai sistemi informativi di Gruppo.

VI. FISCALITA'

NOTA 41 - IMPOSTE SUL REDDITO

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati e criteri di rilevazione e misurazione

Imposte correnti

Le imposte correnti sono rilevate in base ad una previsione dell'onere di pertinenza del periodo, tenendo anche conto degli effetti relativi all'adesione a uno strumento di 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 del periodo, 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 25%;

Germania 26,6% - 32,2%;

Regno Unito 25%;

Romania 16%;

Polonia 19%;

Bulgaria 10% (15% dal 1° gennaio 2024 per i gruppi soggetti al Pillar 2);

Svezia 20,6%;

Spagna 25%;

Stati Uniti (Federal Tax + State Tax) 26,6% - 28,5%.

Per quanto riguarda il dettaglio delle **Imposte differite**, si rimanda a quanto commentato nelle Note successive.

(migliaia di Euro)	1° semestre 2025	1° semestre 2024	Variazione
Imposte correnti sul reddito	31.694	78.015	(46.321)
Imposte esercizi precedenti	(93)	1.189	(1.282)
Imposte differite e anticipate	(6.551)	(71.761)	65.211
TOTALE	25.050	7.443	17.607

Si ricorda che nel periodo comparativo, le voci Imposte correnti sul reddito e Imposte differite e anticipate accoglievano, tra gli altri, gli effetti della contabilizzazione dell'imposta sostitutiva pari al 16% sull'affrancamento di plusvalori afferenti alle business combination Siena e Donatello, avvenute nel corso del 2022. La contabilizzazione ha avuto un impatto positivo sul Bilancio Consolidato dato dall'iscrizione di imposte anticipate e dal rilascio di imposte differite, per 64 milioni di Euro, sui diversi valori di avviamento oggetto di affrancamento in sede di *purchase price allocation*.

Infine, si segnala che le imposte anticipate accolgono l'effetto positivo delle perdite fiscali trasferite al Partner USA nell'ambito degli accordi di Tax Equity Partnership per circa 5 milioni di Euro.

NOTA 42 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

Le **Attività per imposte correnti**, pari a 31 milioni di Euro (25 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relative al primo semestre 2025.

Le **Passività per imposte correnti**, pari a 43 milioni di Euro (35 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) si riferiscono principalmente ai debiti tributari su imposte dirette relative al primo semestre 2025.

NOTA 43 - FISCALITÀ' DIFFERITA

Le **Attività per imposte differite**, pari a 69 milioni di Euro (54 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) sono determinate dal riporto a nuovo di perdite fiscali, oltre che dalle differenze temporanee relative principalmente ad ammortamenti e svalutazioni e fondi rischi e oneri. Il Gruppo ritiene di avere la ragionevole certezza sulla recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2025.

Le **Passività per imposte differite**, pari a 212 milioni di Euro (219 milioni di Euro al 31 dicembre 2024) si riferiscono in particolare alle differenze temporanee generate dalle Purchase Price Allocation di acquisizioni passate e del periodo.

VII. ALTRE NOTE

NOTA 44 - BUSINESS COMBINATION

Informazioni rilevanti sui principi contabili adottati 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 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 spese 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 "Broken Cross"

In data 16 gennaio 2025 ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha perfezionato l'accordo con BayWa r.e AG, operatore leader nel settore delle energie rinnovabili, per l'acquisizione del 100% delle azioni di BayWa r.e. UK (Jubilee) Limited, società che detiene Broken Cross Wind Farm Limited, proprietaria di un parco eolico onshore da 43,2 MW nel South Lanarkshire, in Scozia.

Il parco, entrato in esercizio nel corso del quarto trimestre del 2024, è costituito da nove turbine Nordex N133 da 4,8 MW l'una e beneficia di un Contract for Difference (CfD) aggiudicato nell'asta AR4 della durata di 15 anni in linea con la strategia di securizzazione dei ricavi perseguita dal Gruppo. La produzione annua è stimata in circa 120 GWh, corrispondenti a 46 kt di emissioni di CO2 evitate ogni anno, pari al fabbisogno di oltre 28.000 famiglie.

Come da comunicato stampa del 28 dicembre 2023, il valore dell'operazione in termini di enterprise value è stato pari a circa 60 milioni di sterline, con un equity value pari a circa 2 milioni di Euro.

L'operazione si configura come acquisizione di business (business combination) ai sensi della definizione fornita dall'IFRS 3. A tal fine si precisa che il perimetro di acquisizione include gli impianti, i contratti di Operation & Maintenance, i contratti di PPA e di CfD, i contratti di land lease. Tali contratti rappresentano processi critici per il funzionamento dei parchi. I contratti di O&M, in particolare, consentono l'accesso a una forza lavoro organizzata che svolge processi critici per la capacità degli impianti di continuare a produrre output.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2025.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 2 milioni di Euro (2 milioni di sterline) per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target, inclusivo di componenti differite del corrispettivo di acquisizione da regolarizzarsi entro 12 mesi. Si segnala inoltre che è stata assunta una posizione finanziaria netta per un totale di 62 milioni di Euro (50 milioni di sterline), inclusiva dello Shareholder loan. Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 0,4 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per due diligence, sostenuti principalmente nel periodo 2024. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi nel rispettivo periodo.

Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i fair value delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

Impatto consolidamento Broken Cross

<i>Euro migliaia</i>	<i>Situazione di acquisizione</i>	<i>Rettifica alla situazione di acquisizione</i>	<i>Attività acquisite e passività assunte</i>
Autorizzazioni e Concessioni	-	17.285	17.285
Immobili, impianti e macchinari	72.957	-	72.957
Attività per diritti di utilizzo	2.391	-	2.391
Strumenti valutati al Fair Value	1.599	-	1.599
Attività per imposte differite	-	5.201	5.201
Attività non correnti	76.947	22.486	99.433
Crediti commerciali	3.038	-	3.038
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	1.295	-	1.295
Attività correnti	4.333	-	4.333
TOTALE ATTIVITA'	81.280	22.486	103.766
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	5.019	(2.714)	2.305
Patrimonio Netto Totale	5.019	(2.714)	2.305
Passività per imposte differite	-	4.321	4.321
Fondo oneri smantellamento	768	-	768
Altri fondi non correnti	-	678	678
Strumenti valutati al Fair Value	-	20.201	20.201
Passività finanziarie non correnti*	61.385	-	61.385
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	2.279	-	2.279
Passività non correnti	64.432	25.200	89.632
Debiti commerciali	10.127	-	10.127
Passività finanziarie correnti*	1.591	-	1.591
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	112	-	112
Passività correnti	11.829	-	11.829
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	81.280	22.486	103.766
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(64.071)	(20.201)	(84.272)

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 2025) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianto eolico iscritto al costo di acquisto compresi gli oneri accessori, i costi direttamente imputabili al bene e rettifiche dei corrispondenti fondi ammortamento e la capitalizzazione dei costi di smantellamento;
- **attività per diritti di utilizzo:** iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IFRS 16;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sui conti correnti;
- **fondo oneri smantellamento:** fondi per oneri di smantellamento contabilizzati in contropartita all'incremento del valore contabile dell'attività;
- **passività finanziarie non correnti:** quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing e iscrizione degli interessi maturati;
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **debiti commerciali:** debiti verso fornitori connessi principalmente alla costruzione dell'impianto eolico;
- **passività finanziarie correnti:** Shareholder loan verso ERG UK Holding Ltd.

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" tenendo in considerazione un orizzonte temporale di benefici economici futuri pari ad un periodo di 40 anni;
- **altre passività non correnti:** riferite all'iscrizione del *fair value* stimato alla data di rilevazione iniziale dei contratti di vendita dell'energia a lungo termine a prezzo fisso (PPA e CfD);
- **attività per imposte differite e passività per imposte differite:** riferite alla allocazione di cui sopra;
- **altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali determinate in sede di acquisizione.

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:

Corrispettivo dell'acquisizione (inclusivo delle componenti differite)	2.305
Fair value dei net asset acquisiti	(2.305)
Avviamento	0

Contributo Broken Cross nel primo semestre 2025

La data di primo consolidamento (1° gennaio 2025) corrisponde alla data di apertura del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato; pertanto, la società acquisita ha interamente contribuito nel periodo al Conto Economico del Gruppo con ricavi pari a 5 milioni di Euro, un margine operativo lordo pari a 4 milioni di Euro, e un risultato netto di periodo di competenza del Gruppo di 1 milione di Euro.

NOTA 45 - 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 Intermedia sulla Gestione](#).

	(migliaia di Euro)	1° semestre 2025	1° semestre 2024
Ricavi		-	-
Altri Proventi	1)	(500)	-
Costi per acquisti		-	-
Variazione delle rimanenze		-	-
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	1.613	5)
Costi del lavoro		-	(6.295)
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	2)	7.148	6)
Proventi (oneri) finanziari netti	3)	(1.189)	(1.041)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		-	(60)
Imposte sul reddito	4)	2.043	7)
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		(5.029)	22.740
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate		-	-
Risultato netto poste non ricorrenti		(5.029)	22.740
Risultato di azionisti terzi		-	-
Risultato netto poste non ricorrenti		(5.029)	22.740

Nel primo semestre 2025:

- 1) Le voci comprendono gli oneri legati a operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e gli impatti dell'incasso di poste positive di esercizi precedenti e lo storno degli accantonamenti relativamente al fondo Business Dismessi;
- 2) La voce comprende le svalutazioni di alcuni asset oggetto di Repowering in Germania;
- 3) Proventi netti correlati alla chiusura anticipata dei Project Financing della neoacquisita società inglese, incluso l'incasso del *fair value* positivo dei relativi strumenti derivati di copertura, nell'ambito delle attività di Liability Management;
- 4) La voce comprende l'impatto fiscale delle poste sopra commentate.

Nel primo semestre 2024:

- 5) oneri accessori legati alle operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e storno accantonamenti sul Fondo Business Dismessi;
- 6) oneri correlati ad alcuni progetti di Repowering e Revamping in Italia già oggetto di svalutazione nel periodo precedente;
- 7) la voce comprende il beneficio derivante dall'affrancamento dei plusvalori afferenti alle Business Combination Siena e Donatello avvenute nel 2022 e oggetto di fusioni per incorporazione nel 2023, oltre che l'effetto fiscale delle poste sopra commentate.

NOTA 46 - 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 47 - 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:

- un credito commerciale verso Toro Renewables 400 KV SL, società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di Garnacha Solar S.L.U. e altri proprietari di parchi fotovoltaici, per la cessione di un'immobilizzazione a servizio della sottostazione elettrica;
- un credito finanziario non corrente verso la stessa Toro Renewables 400 KV SL per contribuzioni non di capitale legate all'avvio della sottostazione;
- altri crediti finanziari a medio-lungo termine verso le società controllate ma non consolidate incluse tra le società rilevate secondo il metodo del costo indicate nella **Nota 47 - Elenco società del Gruppo e operazioni di periodo**.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Stato Patrimoniale è indicata nelle seguenti tabelle riepilogative:

30/06/2025

	ERG Petroleos	Toro Renewables 400 KV SL	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre società non consolidate	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altre attività finanziarie non correnti	-	3.145	-	-	1.382	4.527	9%
Crediti commerciali	-	2.109	-	-	102	2.211	0%
Altri crediti e attività correnti	1.186	-	-	-	-	1.186	0%
Debiti commerciali	-	-	-	-	208	208	0%
Altre passività correnti	-	-	609	332	11	952	3%

31/12/2024

	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre società non consolidate	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	1.967	1.967	4%
Crediti commerciali	-	-	-	117	117	0%
Altri crediti e attività correnti	1.059	-	-	-	1.059	1%
Debiti commerciali	-	-	-	70	70	0%
Altre passività correnti	-	857	663	3	1.523	3%
Passività finanziarie correnti	-	-	-	47	47	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 costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per il periodo e 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:

30/06/2025

	Amministratori e sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altri proventi	-	-	81	81	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.580)	-	-	(3.580)	4%
Costi del lavoro	-	(1.472)	-	(1.472)	5%

30/06/2024

	Amministratori e sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Altri proventi	-	-	42	42	0%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.277)	-	-	(3.277)	3%
Costi del lavoro	-	(1.287)	-	(1.287)	5%

NOTA 47 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

Di seguito si riportano le operazioni, intervenute nel periodo, riguardanti le partecipazioni:

- In data 29 gennaio 2025 la società di diritto inglese Baywa R.E. UK (Jubilee) Limited, oggetto di recente acquisizione, ha modificato la propria denominazione sociale in Broken Cross Wind Farm Holding Ltd.
- in data 19 maggio 2025 è stata costituita la società di diritto francese PARC AGRIVOLTAÏQUE DES BELUETS SAS, con sede in Parigi, 16 boulevard Montmartre, capitale sociale di euro 7.500,00, interamente sottoscritto da ERG France Holding SAS.

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	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)
ERG S.p.A.						
ERG Power Generation S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100.000	3.588.711
ERG Power Generation S.p.A.						
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	RON	95.679	313.524
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	78.191
ERG Eolica Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	120	62.844
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	10.418
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	114.234
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	43.008
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	3.500	28.057
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	216
ERG France Holding S.a.s. (2)	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	209.551	243.186
ERG UK Holding Ltd (2)	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	34.500
ERG Wind Bulgaria S.r.l. (2)	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	21.077
ERG Wind Investments S.r.l. (2)	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	97.046	475.204
ERG Windpark Beteiligungs GmbH (2)	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	(10.279)
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	118
EW Ornet 2 sp. z o.o. (2)	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	164.688	215.731
Green Vicari S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	119	16.793
ERG Solar Holding S.r.l. (2)	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	122.351
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100	150
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	100%	79%	Euro	50	64.385
ERG Poland Holding Sp. z o.o (2)	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	10	26.759
ERG Sweden Holding AB (2)	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	64.321
ERG Spain Holco S.L.U. (2)	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	4	79.752
Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	45.436
Breva Wind S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	7.100	449.420
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	177
ERG USA Holding, Inc. (2)	Wilmington, DE (USA)	100%	100%	USD	0	275.392

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati, se non diversamente indicato.

(2) le società si avvalgono della facoltà di non redigere il bilancio consolidato ai sensi della normativa locale vigente.

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG France Holding S.a.s.						
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	1.245
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.292
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.213
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.060	2.559
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	861	2.281
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	2.422
ERG Energies Renouvelables S.a.S.						
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	500	2.766
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	2.872
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	74	3.283
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	802	857
ERG Wind French Holdings S.a.s.						
ERG Wind France 1 S.a.s.						
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.410	4.867
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	16.799
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	(1.087)
Les Moulins de Fruges SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	3.670
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	(10.951)
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	42.100	24.709
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	5.639	3.877
Holding Quesnoy 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	974
Holding Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	535
Omniwatt S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.810	1.061
Ferme Eolienne de Moquepanier S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.410	435
Ferme Eolienne de Clamecy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.201	(7.681)
Crampon Puchot Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.519	(4.659)
Solaires Sisteron S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	2.483
Solaire Sénézergues S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.091	252
Solaire Arpajon-sur-Cere S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	334	(1.714)
Arsac 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.312)
Arsac 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	451	(1.685)
Solaire Greoux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.600)
Solaire Salaunes S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(2.407)
C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(2.222)
					12.803	12.749
ERG Energies Renouvelables S.a.S.						
ERG Developpement France S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	(6.094)
Caen Renewables Energy S.a.s. (en liquidation)	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	-
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(112)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(134)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(878)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(1.681)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(519)
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(523)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(154)
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(63)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(69)
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(96)
ERG Solar Holding S.r.l.						
Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	45.214
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	22.662
ERG UK Holding Ltd						
Craigmore Energy Limited	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(2.939)
Creag Riabhach Wind Farm Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	50	(4)
Evishagaran Windfarm LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(4.298)
Sandy Knowe Wind Farm LTD	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	(2.319)
Corlacky Energy LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	(125)
Broken Cross Wind Farm Holding Ltd	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	13.641

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

	Sede legale	Quota di partecipazione e diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
Broken Cross Wind Farm Holding Ltd						
Broken Cross Wind Farm Limited	Edimburg (UK)	100%	100%	Euro	0	(333)
ERG Wind Bulgaria S.r.l.						
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.379	11.814
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.179	8.191
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	10.655
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.051	10.850
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	11.272
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	11.249
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	1.520	4.705
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.034	9.509
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.057	9.686
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.955	11.761
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.059	9.951
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	9.376
Wind Park Kavarna East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	505	7.359
Wind Park Kavarna West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	175	7.608
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.157	5.946
ERG Wind France 1 S.a.s.						
Cepe de Montbeliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	365	2.127
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	444	3.375
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	251	1.316
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	856
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	1.932
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	80	1.408
ERG Wind French Holdings S.a.s.						
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	1.715
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	1.174
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.037	1.287
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.164	2.702
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	1.227
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	1.126
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	692
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	505	(91)
Parc Eolien de Oyré Saint Sauveur S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	26
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(4.599)
ERG Wind Investments S.r.l.						
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.						
ERG Wind MEI 2-14-1 Limited	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	212	172.187
ERG Wind MEI 2-14-2 Limited	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(4.305)
ERG Wind MEI 2-14-2 Limited	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(625)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.						
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova (Italia)	66%	100%	Euro	1.525	386.505
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	77.649
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	46.266
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.						
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	35.965
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	19.869
ERG Wind MEI 2-14-1 Limited						
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	13.414
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	9.637
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	9.801
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	7.981

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati⁽²⁾ il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2

	Sede legale	Quota di partecipazioni e diretta	Quota di partecipazioni e di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)
ERG Windpark Beteiligungs GmbH						
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.053)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(3.564)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG						
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	0	5.352
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	8.308
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG RENDITEFONDS	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(5.210)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	7.500	12.180
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	14	17.787
ERG Development Germany GmbH & Co.KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	2	1.586
UGE Barkow GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	3	(626)
UGE Barkow Zwei GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(889)
UGE Barkow Drei GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(555)
ERG Germany GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(216)
ERG Wind Ebersgrun GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	210	571
ERG Wind Hollige GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(6.042)
ERG Wind Norath GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(8.002)
ERG Wind Erbes Büdesheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(5.520)
ERG Windpark Aukrug GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(11.201)
ERG Windpark Reinsdorf GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(565)
ERG Windpark Heyen GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(30)
ERG Windpark Bokel GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(115)
ERG Windpark Jeggeleben GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(117)
ERG Windpark Jeggeleben GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(17)
ERG Wind Erbes Büdesheim GmbH & Co. KG						
Infrastrukturgesellschaft Erbes-Büdesheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	43%	78%	Euro	3	(2)
EW Ornet 2 sp z o.o.						
ERG Wind Słupia sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	7.100	100.842
ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	42	67.082
Les Moulins de Fruges SAS						
PARCS EOLIENS DE FRUGES SARL	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.891	7.571
Holding Chéry S.A.S.						
Ferme Eolienne De Chery S.a.a.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	639
Holding Quesnoy 2 S.a.s.						
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	780
ERG Poland Holding						
EW Piotrków Kujawski sp z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	5	(10.360)
Laszki Wind sp. z o.o	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	5	3.509
ERG Sweden Holding AB						
Furukraft AB	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	44.489
Omniwatt S.a.s.						
Omnigreen S.a.s.						
Les Eoliennes De Saint Fraigne S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	4.759	8.302
Neuilly Saint Front Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	3.700	4.543
Monnes Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(963)
Saint Congard Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.161)
Saint Congard Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2	(1.588)
Omnigreen S.a.s.						
Sainte Helene Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(4.991)
Iel Exploitation 12 S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(2.398)
Reuilly et Diou Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	601	2.130
Crampon Puchot Energies S.a.s.						
Wkn Pikardie Verte II S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(5.573)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)
C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.						
C.E.P.E DU SOULEILLA S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(5.080)
Chaume-Solar S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	60	(3.006)
C.P.E.S MAS D'EN RAMIS S.a.s.	Parigi (Francia)	60%	60%	Euro	2.375	1.879
C.P.E.S LA BREDE S.a.s.	Parigi (Francia)	57%	57%	Euro	1.053	720
ERG Spain Holco S.L.U.						
ERG Solar Almansa S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	25.296
ERG Solar Tabernas S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	12.308
ERG Solar Fregenal de la Sierra S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.000	2.348
ERG Solar Montiel S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	277
ERG Solar El Abuelito S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	278
ERG Solar Buenaventura S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	474
ERG Hamburg Holding GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	25	57.517
ERG Hamburg Holding GmbH						
Garnacha Solar S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	6	(4.697)
ERG USA Holding, Inc.						
Project Pinnacle I, LLC	Wilmington, DE (USA)	75%	75%	USD	0	121.907
Project Pinnacle I, LLC (2)						
Apex Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Development, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	5.474	29.492
Mulligan Solar Blocker, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Holdings II, LLC (3)	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	4.592	31.030
Mulligan Solar, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	102.989	65.886
Great Pathfinder Wind Equity Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 3, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 2, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 1, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	20.263	121.729
Great Pathfinder Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Wind, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	376.613	358.170

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) la società Project Pinnacle I, LLC è stata costituita nel corso del 2024 e detiene, attraverso le diverse partecipazioni a cascata elencate, il 100% delle società operative Mulligan Solar, LLC e Great Pathfinder Wind, LLC.

(3) la società Mulligan Solar Holdings II, LLC è detenuta per il 99% da Mulligan Solar Development, LLC e per l'1% da Mulligan Solar Blocker, LLC, a sua volta partecipata al 100% da Mulligan Solar Development, LLC.

Elenco delle società rilevate secondo il metodo del patrimonio netto:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2025
Garnacha Solar S.L.U.							
Toro Renovables 400 KV S.L.U. (2)	Madrid (Spagna)	23,69%	23,69%	Euro	3	1.647	390
Società collegate							390

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) la Società è partecipata da altri 10 soci, titolari di altri progetti fotovoltaici, con quote di partecipazione dal 5,0% all'8,3%.

Elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2025
ERG S.p.A.							
ERG Petroleos S.A. ⁽²⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.050	(7.180)	-
Società controllate							
ERG Power Generation S.p.A.							
ERG Germany Verwaltungs GmbH ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione ⁽²⁾	Palermo (Italia)	99%	99%	Euro	20	250	25
Società controllate							
ERG France Holding SAS							
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacrée Sud S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	10	(72)	10
Parc Eolien Des Grandes Bornes S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien Des Jonquilles S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien De La Plaine Du Burel S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Saint Priest en Murat S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Vent Communaux S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de la Foye S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée de la Doulaye SAS ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien des Six Chemins S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée Brousse S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Central Photovoltaïque des Grandes Bruyeres S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Solaires ERG 1 S.a.s ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Agrivoltaïque des Beluets SAS ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Società controllate							
ERG Windpark Beteiligungs GmbH							
ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Wind Brunsbüttel GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	-
ERG Wind Beckedorf GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	-
Società controllate							
Voltwerk Windpark Wörbzig GmbH & Co. KG							
Netzbetrieb Windpark Wörbzig GbR ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	32%	32%	Euro	2	0	-
Società controllate							
ERG Solar Holding S.r.l.							
Fattoria Solare Futurasun S.r.l. ⁽⁴⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	104	90
Società controllate							
ERG UK Holding Ltd							
High Cairn Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Creggan Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Longburn Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Società controllate							
ERG Spain Holco S.L.U.							
REN BETA I, S.L.U. ⁽⁴⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	44	-
Società controllate							

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

⁽²⁾ società in liquidazione

⁽⁴⁾ società valutate al costo in quanto non operative

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2025
ERG S.p.A.							
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza (Italia)	0,04%	0,06%	Euro	276	1.076	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	Euro	19.077	104.214	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova (Italia)	4,86%	4,86%	Euro	3.058	2.936	155
Altre società							
465							

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

NOTA 48 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2025

Dal 1° gennaio 2025 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.

- Modifiche allo IAS 21: Impossibilità di cambio.

NOTA 49 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 30 GIUGNO 2024

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili, se omologati dall'Unione Europea, per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2025 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Entrata in vigore	Descrizione	Data di emissione	Omologato
1° gennaio 2026	Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Classification and Measurement of Financial Instruments"	30 maggio 2024	Sì
	Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"	18 dicembre 2024	No
	Volume 11 del Progetto "Annual improvements to IFRS Accounting Standards" sul miglioramento della chiarezza e coerenza interna dei principi contabili adottati	18 luglio 2024	No
1° gennaio 2027	IFRS 18 "Presentation and Disclosure in Financial Statements"	9 aprile 2024	No
	IFRS 19 "Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"	9 maggio 2024	No

La valutazione degli eventuali impatti dei sopraccitati Principi è in corso.

NOTA 50 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Si segnala che in data 1° luglio 2025 si è perfezionata la scissione parziale proporzionale mediante scorporo della controllante indiretta San Quirico S.p.A. (che ha assunto la denominazione di GARMON S.p.A.) con l'assegnazione di una parte del proprio patrimonio in favore di una società beneficiaria di nuova costituzione, dalla stessa interamente controllata (che ha assunto la denominazione di San Quirico S.p.A.).

Tali variazioni non hanno avuto per la Società alcun impatto diretto, sia con riferimento alla limitata attività di direzione e coordinamento che SQ Renewables S.p.A. continua a svolgere nei confronti della Società che con riferimento al soggetto (ovvero GARMON S.p.A., già San Quirico S.p.A.) che in ultima istanza continua a controllare ERG S.p.A.

Non si segnalano altri fatti di rilievo che possano avere un impatto sulla situazione patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2025.

NOTA 51 - DATA PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

In data 1° agosto 2025 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione del Bilancio unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 1° agosto 2025

per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente

(firmato in originale)

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 2025.

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 2025 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 2025:
 - 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, 1° agosto 2025

L'Amministratore
Delegato

(firmato in originale)

Paolo Luigi Merli

Il Dirigente Preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari

(firmato in originale)

Michele Pedemonte



Gruppo ERG

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2025

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

1° agosto 2025



KPMG S.p.A.
 Revisione e organizzazione contabile
 Piazza della Vittoria, 15/10-11
 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 2025. 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) emanato dall'International Accounting Standards Board e 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.



Gruppo ERG

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2025*

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 2025 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Genova, 1° agosto 2025

KPMG S.p.A.



Andrea Carlucci
Socio