

Informazione Regolamentata n. 0118-3-2026	Data/Ora Inizio Diffusione 12 Marzo 2026 07:29:57	Euronext Milan
---	--	----------------

Societa' : ERG

Utenza - referente : ERGN04 - Giovanni Marco Scollo

Tipologia : 1.1; REGEM; 3.1

Data/Ora Ricezione : 12 Marzo 2026 07:29:57

Data/Ora Inizio Diffusione : 12 Marzo 2026 07:29:57

Oggetto : Il Consiglio di Amministrazione approva il Bilancio Consolidato Integrato al 31.12.2025 e le linee guida strategiche del Piano Industriale di lungo termine che sarà presentato tra la fine del 2026 e l'inizio del 2027

Testo del comunicato

Vedi allegato



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione approva il Bilancio Consolidato Integrato al 31.12.2025
e le linee guida strategiche del Piano Industriale di lungo termine
che sarà presentato tra la fine del 2026 e l'inizio del 2027**

Approvata la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari al 31.12.2025

Proposto un dividendo di 1 euro per azione

Anno 2025

**MOL consolidato *adjusted*¹ : 540 milioni di euro, 535 milioni nel 2024
Risultato netto di Gruppo *adjusted*: 155 milioni di euro, 175 milioni nel 2024**

Quarto trimestre 2025

**MOL consolidato *adjusted*: 147 milioni di euro, 145 milioni nel 4° trimestre 2024
Risultato netto di Gruppo *adjusted*: 46 milioni di euro, 45 milioni nel 4° trimestre 2024**

Risultati Finanziari 2025 – L'EBITDA nel 2025 si attesta a 540 milioni di euro, in crescita rispetto al 2024 seppur nella parte bassa del range di guidance, per effetto di una ventosità eccezionalmente debole nel periodo, tra le più basse mai registrate. Il contributo dei nuovi asset ha permesso di compensare tale effetto a livello di margine lordo; tuttavia, l'utile netto, pari a 155 milioni rispetto ai 175 milioni del 2024, ha risentito dei maggiori ammortamenti ed oneri finanziari.

Progressi e risultati raggiunti nel 2025 – Tra il 2025 e l'inizio del 2026 sono stati installati circa 150 MW di nuova capacità. In Italia aggiudicate tariffe di tipo "pay as produced" della durata di 20 anni nell'ambito del DM FER X transitorio per due nuovi progetti di repowering eolico, in Sicilia e in Campania per 141 MW. Aggiudicate tre aste in Germania, con assegnazione di tariffe ventennali per 40 MW. Sottoscritti 8 Power Purchase Agreement (PPA) in Italia e all'estero con primarie controparti corporate e utility per un totale di 8,7 TWh.

Avviata la strategia di rifocalizzazione geografica – Con l'obiettivo di consolidare la presenza nei mercati strategici e uscire dai paesi "non core", sono state perfezionate due operazioni di M&A, entrambe con efficacia a partire dal 1° gennaio 2026, per l'acquisizione di 73 MW di eolico in Inghilterra e la cessione di 62 MW in Svezia, con conseguente uscita dal mercato.

Crescita visibile – La pipeline complessiva del Gruppo, composta per la maggior parte da progetti di repowering eolico e sistemi BESS, ha raggiunto circa 5,0 GW di cui circa 230 MW attualmente in costruzione, tutti assegnatari di una tariffa di tipo CfD, e circa 700 MW di progetti altamente visibili, in buona parte già autorizzati, che ci aspettiamo siano pronti per partecipare alle prossime aste o, in alternativa, per negoziare un PPA.

Leve strategiche di crescita – Definite le linee guida del Piano Industriale di lungo termine basate su quattro pilastri: 1. Ricerca dell'eccellenza operativa attraverso gestione proattiva del portafoglio asset grazie a digitalizzazione e manutenzione predittiva; 2. Sempre maggiore focus su sviluppo organico con particolare riferimento a progetti di repowering eolico e sistemi di accumulo: il repowering visto come leva per ringiovanire il portafoglio e stabilizzarne i ricavi, le BESS come componente di flessibilità essenziale per abilitare un'attesa maggiore penetrazione delle rinnovabili nei sistemi elettrici; 3. Avvio di una strategia di asset rotation e riposizionamento geografico anche attraverso un modello Build & Sell opportunistico. 4. Confermato un modello route-to-market orientato alla stabilizzazione nel lungo termine delle vendite tramite tariffe di tipo CfD assegnate in aste pubbliche, o contratti PPA con controparti private.

¹ Gli indicatori economici adjusted non includono gli special items e le relative imposte correlate e comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset svedese, in corso di cessione alla data di Bilancio.

Priorità per il 2026 – Focus sulla costruzione di 230 MW wind e sullo sviluppo di 700 MW di asset (50%-50% tra RPW eolico e BESS). In parallelo sarà prioritario valutare opportunità di asset rotation per definire il miglior posizionamento geografico del Gruppo nel lungo termine e assicurarsi risorse finanziarie per supportare lo sviluppo della pipeline organica.

Strategia finanziaria e dividendo – Confermato l’impegno nel mantenere l’IG rating. Oltre a strumenti di Debt Capital Market (“green bond”), aperta la strada per nuovi strumenti di finanziamento promossi dalla BEI: a questo proposito ad inizio 2026 è stata erogata una prima linea corporate per 243 milioni di euro a supporto dello sviluppo dei progetti greenfield e repowering del Gruppo. Il Consiglio di Amministrazione ha confermato un dividendo di 1 euro per azione.

Strategia ESG – La sostenibilità rimane una scelta concreta e consapevole, totalmente integrata nella strategia di business. Il Gruppo anche nel 2025 si è confermato al vertice dei principali rating di sostenibilità, mantenendo la posizione Tier 1/ A list e risultando top performer in tutti gli indici di riferimento.

Guidance 2026 – Per il 2026 previsto un EBITDA compreso tra i 520 e i 590 milioni di euro, investimenti tra 330 e 380 milioni di euro e un indebitamento netto tra 1.950 e 2.050 milioni di euro.

Genova, 12 marzo 2026 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato integrato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2025, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari al 31 dicembre 2025 e la relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti.

Il Consiglio di Amministrazione propone all’Assemblea degli Azionisti, che sarà convocata per il 22 aprile 2026 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 23 aprile 2026 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 1 euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 21 maggio 2026 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 19 maggio 2026 (ex date) e record date il 20 maggio 2026.

Risultati finanziari consolidati

IV Trimestre			Principali dati economici	Anno		
2025	2024	Var %	(milioni di Euro)	2025	2024	Var %
147	145	1%	Margine operativo lordo	540	535	1%
77	75	3%	Risultato operativo netto	263	271	-3%
46	45	2%	Risultato netto di Gruppo	155	175	-11%
				31.12.2025 31.12.2024 Variazione		
				Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.882	1.793 89
				Leva finanziaria ante IFRS 16	48%	45%

Paolo Merli, Amministratore Delegato di ERG ha commentato: “Chiudiamo il 2025 con un margine operativo lordo in leggera crescita rispetto al 2024 nonostante una ventosità eccezionalmente bassa, grazie al contributo della nuova capacità installata in Italia e all'estero. Il Consiglio di Amministrazione ha approvato le linee guida strategiche su cui lavoreremo nel corso del 2026 per definire al meglio il prossimo Piano Industriale quinquennale, che contiamo di presentare tra la fine di quest'anno e l'inizio del 2027, in attesa che si delinei meglio lo scenario di mercato e regolatorio. Per il 2026 abbiamo priorità chiare: la costruzione di circa 230 MW e lo sviluppo di altri 700 MW, equamente suddivisi in progetti di repowering eolico e sistemi di accumulo, con l'obiettivo entro la fine dell'anno, di renderli idonei a partecipare ad aste o negoziare PPA per stabilizzarne le produzioni nel lungo termine. In parallelo nel 2026 ci concentreremo sul valutare opportunità di asset rotation per definire al meglio il posizionamento geografico del Gruppo nel lungo termine”.

Aggiornamento della Strategia

In un contesto mutevole e in rapido cambiamento, ERG ha confermato il proprio impegno per uno sviluppo sostenibile del portafoglio rinnovabile, adottando un approccio flessibile e selettivo orientato alla qualità e alla creazione di valore. Con un'esperienza industriale di circa 90 anni, ERG riconosce che la transizione elettrica è un percorso imprescindibile per garantire competitività e sicurezza energetica. Per questo ritiene cruciale una politica europea che acceleri l'elettrificazione dei consumi, favorisca il rinnovamento delle reti e introduca nuovi meccanismi di mercato in grado di sostenere i futuri investimenti del settore. Solo così potremo contribuire a costruire un futuro più solido e sostenibile per tutti i Paesi in cui operiamo.

ERG ha continuato anche nel 2025 il suo percorso di crescita, sempre secondo l'approccio "Value over Volume" ovvero attraverso una crescita selettiva e flessibile capace di cogliere le opportunità di business di maggior valore.

Il Repowering si conferma centrale nella strategia di business del Gruppo, leader in questa tipologia di intervento fondamentale per la transizione energetica grazie a una pipeline di progetti solida e visibile. Lo sviluppo sarà focalizzato nelle geografie dove siamo già presenti e l'asset rotation potrà rappresentare una leva di crescita, volta a massimizzare il valore dei nostri investimenti con l'obiettivo di focalizzarci nei Paesi dove siamo presenti con una dimensione industriale. Puntiamo, altresì, ad aumentare la flessibilità del nostro portafoglio, con lo sviluppo di progetti di battery storage (BESS) che si affiancano allo sviluppo nella tecnologia wind.

Per quanto riguarda la 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 conferma l'impegno a mantenere la struttura finanziaria all'interno dell'attuale classe di rating, in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile. Per il Gruppo la sostenibilità rimane una scelta concreta capace di generare valore a lungo termine sotto il profilo economico e sociale ed è totalmente integrata nel suo business.

Variazione perimetro di business nell'esercizio

- **Wind – Regno Unito: Broken Cross**

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 dell'esercizio, 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.
- la costruzione e l'energizzazione del parco eolico di Corlacky, in Nord Irlanda, per una capacità installata complessiva di 47 MW.
- il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo). L'impianto, situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW), per una capacità installata complessiva di 12,5 MW.

Si segnala inoltre l'aggiudicazione, nell'ambito della prima procedura d'asta del DM FER-X transitorio, di due progetti di rifacimento integrale (cosiddetto "repowering") per complessivi 141 MW. In particolare, l'assegnazione riguarda il progetto di repowering eolico di Carlentini (Siracusa) per complessivi 97 MW (di cui 81 MW oggetto di ricostruzione totale) e di quello di Greci-Montaguto (Avellino) per una capacità di 44 MW.

Re-focus geografico per il Gruppo

In conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, si segnala che, in data 20 gennaio 2026, ERG ha perfezionato l'accordo con OnPath Energy Midco Limited per l'acquisto di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

In parallelo ERG ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 62 MW.

In considerazione di quanto sopra, negli schemi **reported**, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** commentati nel presente comunicato, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione alla data di Bilancio. Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

Commento ai risultati del periodo

Quarto trimestre 2025

Nel quarto trimestre 2025 i **ricavi adjusted** sono pari a 194 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2024 (196 milioni), per effetto di prezzi di vendita in calo, in parte compensati dal pieno contributo della capacità installata progressivamente ed entrata in esercizio tra il 2024 e il 2025. Le produzioni sono state pari a 2,0 TWh in aumento rispetto al medesimo periodo del 2024 (1,8 TWh) principalmente grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio in Italia, Francia, UK (+0,1 TWh). Le produzioni, a parità di capacità, risultano sostanzialmente in linea al medesimo periodo del 2024 e si confrontano con un 2024 che già rifletteva una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa.

Il **margin operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 147 milioni, in lieve aumento rispetto ai 145 milioni (+2 milioni, +1%) registrati nel quarto trimestre 2024.

ITALIA

- **Eolico (-15 milioni):** margine operativo lordo pari a 60 milioni, in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2024 (75 milioni) per l'effetto combinato di minori prezzi di vendita mercato e minore ventosità registrata nel trimestre. Tale riduzione risulta solo in parte compensata dall'incremento del prezzo dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024). Le produzioni totali risultano pari a 639 GWh rispetto ai 671 GWh del medesimo periodo del 2024 per effetto della suddetta marcata minore ventosità (-6% a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset in esercizio (+11 GWh). Si segnala come la ventosità in dicembre sia stata eccezionalmente bassa con produzione eolica del paese in calo, a parità di perimetro, del 49% rispetto allo stesso mese del 2024².
- **Solare (+1 milione):** margine operativo lordo pari a 13 milioni, in lieve aumento rispetto al quarto trimestre 2024 (12 milioni) per effetto del contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering ed al miglior irraggiamento del periodo. Le produzioni sono state pari a 44 GWh, in aumento rispetto ai 37 GWh del 2024.

ESTERO

- **Eolico (+15 milioni):** margine operativo lordo pari a 75 milioni, in aumento rispetto al quarto trimestre 2024 (60 milioni) per effetto della capacità entrata in esercizio nel corso del 2025 e della maggiore ventosità registrata specialmente in Francia e Stati Uniti. Le produzioni totali risultano pari a 1.163 GWh in aumento rispetto ai 1.032 GWh del medesimo periodo del 2024 col contributo dei nuovi asset entrati in esercizio per +77 GWh
- **Solare (-3 milioni):** margine operativo lordo pari a 1 milione, in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2024 (4 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi catturati in Spagna. Le produzioni sono state pari a 109 GWh nel 2025 rispetto ai 107 GWh del 2024 in lieve incremento grazie ad un miglior irraggiamento.

Inoltre, il trimestre ha beneficiato di minori costi in Corporate (+4 milioni) rispetto al quarto trimestre 2024.

Complessivamente il contributo della nuova capacità installata (circa +8 milioni) è stato in gran parte compensato dai minori prezzi catturati per effetto di uno scenario di mercato in riduzione in particolare per le coperture fissate negli esercizi precedenti a prezzi superiori.

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.

² Come indicato nel Rapporto Mensile Terna al 31 dicembre 2025

Il **risultato operativo netto *adjusted*** è pari a 77 milioni (75 milioni nel quarto trimestre 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 70 milioni, in linea con il quarto trimestre 2024 principalmente per il pieno contributo dei parchi costruiti internamente ed acquisiti nel 2025, sostanzialmente compensato dal termine della vita utile di alcuni parchi eolici in Italia e Francia.

Il **risultato netto di Gruppo *adjusted*** è pari a 46 milioni, in lieve aumento rispetto al quarto trimestre 2024 (45 milioni), e riflette i maggiori oneri finanziari (+4 milioni) che risentono principalmente del maggior indebitamento finanziario e minori imposte per 4 milioni.

L'**indebitamento finanziario netto *ante IFRS 16*** risulta pari a **1.882 milioni**, in linea con il 30 settembre 2025 (1.882 milioni). Il dato riflette gli effetti degli investimenti del trimestre (70 milioni), del pagamento delle imposte (24 milioni), degli interessi passivi (11 milioni), della distribuzione dei dividendi agli azionisti (2 milioni), compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (115 milioni³).

Commento ai risultati dell'esercizio 2025

Nel 2025 i **ricavi *adjusted*** sono pari a 752 milioni, in aumento rispetto al 2024 (738 milioni), per effetto del pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 in gran parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa e da uno scenario prezzi in riduzione a partire dal secondo semestre del 2025.

Le produzioni, infatti, sono state pari a 7,2 TWh in aumento rispetto al 2024 (7,0 TWh) grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio in Italia, Francia, Germania, UK e Stati Uniti (+0,8 TWh di cui +0,3 negli USA), parzialmente compensato dalla straordinaria e persistente scarsa ventosità nel corso dell'anno (-0,5 TWh).

Il **margin operativo lordo *adjusted***, al netto degli special items, si attesta a 540 milioni, in aumento rispetto ai 535 milioni (+5 milioni, +1%) registrati nel 2024.

ITALIA

- **Eolico (-19 milioni):** margine operativo lordo pari a 231 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (250 milioni) per effetto delle minori produzioni registrate derivanti da una persistente e 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 2.462 GWh rispetto ai 2.479 GWh del 2024 per effetto della suddetta marcata minore ventosità (-10% a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset in esercizio (+237 GWh).
- **Solare (+6 milioni):** margine operativo lordo pari a 96 milioni, in aumento rispetto al 2024 (90 milioni) per effetto del contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering ed al miglior irraggiamento in parte compensati da prezzi catturati inferiori. Le produzioni sono state pari a 282 GWh, in aumento rispetto ai 241 GWh del 2024.

ESTERO

- **Eolico (+20 milioni):** margine operativo lordo pari a 212 milioni, in aumento rispetto al 2024 (192 milioni) per effetto del contributo dei nuovi asset e dei migliori prezzi catturati in Est Europa e Francia, in parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa. Le produzioni totali risultano pari a 3.753 GWh rispetto ai 3.514 GWh del 2024 grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+460 GWh) in gran parte compensate dalla marcata minore ventosità (-6% a pari perimetro).
- **Solare (-6 milioni):** margine operativo lordo pari a 18 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (24 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati in Spagna in parte compensati dal pieno contributo dei parchi solari in USA e in Francia entrati in esercizio nel corso del 2024. Le produzioni sono state pari a 744 GWh nel 2025 rispetto ai 725 GWh del 2024 in incremento principalmente per il pieno contributo dei parchi in USA e Francia (+46 GWh) compensato dal minor irraggiamento diffuso.

Inoltre, il periodo ha beneficiato di minori costi in Corporate (+4 milioni) rispetto al 2024.

Complessivamente il contributo della capacità installata (circa +62 milioni) è in gran parte compensato dalle minori produzioni registrate pari a circa -47 milioni e dai prezzi di vendita inferiori.

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.

³ Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.

Il **risultato operativo netto *adjusted*** è pari a 263 milioni (271 milioni nel 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 276 milioni, in aumento rispetto al 2024 (263 milioni) principalmente per il pieno contributo nel 2025 degli assets americani (6 milioni)⁴ e della nuova capacità acquisita ed installata (10 milioni), solo in parte compensato dal termine della vita utile di alcuni parchi in Italia e Francia (3 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo *adjusted*** è pari a 155 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (175 milioni), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, i maggiori oneri finanziari (+22 milioni) che risentono principalmente del maggior indebitamento finanziario e minori imposte per 14 milioni.

Il **risultato netto di Gruppo *reported*** è pari a 65 milioni in diminuzione rispetto al 2024 (187 milioni). Il risultato comprende la svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna (46 milioni), a seguito della procedura di impairment test, la svalutazione dell'asset eolico situato in Svezia, in corso di cessione alla data di bilancio (26 milioni)⁵, oltreché le svalutazioni degli assets eolici, oggetto di Repowering (13,5 milioni) e fotovoltaici, oggetto di Revamping (3 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto *ante IFRS 16*** risulta pari a **1.882 milioni**, in aumento (+89 milioni) rispetto al 31 dicembre 2024 (1.793 milioni). La variazione riflette principalmente gli effetti della distribuzione dei dividendi agli azionisti (151 milioni⁶), degli investimenti del periodo (235 milioni⁷), del completamento del programma di acquisto azioni proprie (12 milioni), del pagamento delle imposte (47 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (414 milioni⁸).

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 31 dicembre 2025, a 237 milioni in aumento rispetto al dato comparativo al 31 dicembre 2024 (229 milioni) per effetto dell'incremento della capacità installata.

Investimenti

IV Trimestre			Investimenti	Anno		
2025	2024	Δ	(milioni di Euro)	2025	2024	Δ
43	30	13	Italia	74	135	(61)
24	21	4	Estero	155	413	(258)
4	6	(2)	Francia	19	142	(123)
18	6	12	Germania	29	9	20
2	7	(5)	UK & Nordics	106	26	81
0	0	0	Spagna	0	0	0
0	0	(0)	Est Europa	0	0	0
0	1	(1)	USA	1	236	(235)
3	2	1	Corporate	5	5	1
70	53	18	Totale investimenti	235	553	(318)

Nel quarto trimestre 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 70 milioni (53 milioni nel quarto trimestre 2024) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati agli interventi di *repowering* su alcuni parchi in Italia, all'avanzamento delle attività di repowering su parchi eolici in Germania (34 MW), e della costruzione di due impianti greenfield in Germania (28 MW), al primo intervento di repowering su un parco francese (23 MW) e alla finalizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda (47 MW).

Nel 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 235 milioni (553 milioni nel 2024⁹) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), agli interventi di repowering in Francia (23 MW) e Germania (34 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (12,5 MW).

⁴ Consolidati dal 1° aprile 2024

⁵ Svalutazione rilevata in applicazione dell'IFRS 5 sull'asset eolico svedese (62 MW), ceduto in data 20 gennaio 2026.

⁶ di cui 6 milioni alle minorities.

⁷ L'importo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta nel Regno Unito nel primo trimestre 2025 pari a 72 milioni.

⁸ Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.

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

Dati operativi per Paese

4° Trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Anno			
2025	2024	Δ	Δ%		2025	2024	Δ	Δ%
683	708	-26	-4%	Produzione in Italia	2.744	2.720	24	1%
639	671	-32	-5%	di cui eolica	2.462	2.479	-17	-1%
44	37	6	17%	di cui solare	282	241	41	17%
1.272	1.140	132	12%	Produzione all'Estero	4.497	4.239	258	6%
1.163	1.032	130	13%	di cui eolica	3.753	3.514	240	7%
109	107	2	2%	di cui solare	744	725	19	3%
1.955	1.848	107	6%	Produzioni complessive impianti ERG	7.241	6.959	282	4%

Quarto trimestre 2025

Nel **quarto trimestre 2025** la **produzione di energia elettrica** in **Italia** è stata pari a 683 GWh, di cui 639 GWh da fonte eolica e 44 GWh da fonte solare, in lieve diminuzione rispetto al quarto trimestre 2024 (708 GWh) per effetto di una minore ventosità del trimestre.

Nel **quarto trimestre 2025** la **produzione di energia elettrica** all'**estero** risulta pari a 1.272 GWh, di cui 1.163 GWh da fonte eolica e 109 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2024 (1.140 GWh di cui 1.032 GWh da fonte eolica e 107 da impianti fotovoltaici) principalmente grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio +77 GWh ed ai maggiori volumi registrati, che si confrontano con un 2024 influenzato da ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa.

Anno 2025

ITALIA

Nel **2025** la **produzione di energia elettrica** in Italia risulta pari a 2.744 GWh, di cui 2.462 GWh da fonte eolica e 282 GWh da impianti fotovoltaici, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (2.720 GWh di cui 2.479 da fonte eolica e 241 GWh da fonte solare), per effetto del pieno contributo derivante dagli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e 2025 ed al revamping solare, sostanzialmente compensato dalla minore ventosità registrata nel periodo.

I **ricavi** registrati **nel 2025**, pari a 409 milioni, risultano in riduzione rispetto al 2024 (418 milioni) per effetto della persistente e significativa minor ventosità del periodo rispetto alle medie storiche e dei minori prezzi catturati solo in parte compensati dal valore dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024) e dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati progressivamente in esercizio nel corso del periodo. 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, effettuate a prezzi inferiori rispetto a quelli che hanno influenzato il 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 GRIN e delle coperture, per ERG è stato pari a 118 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al 2024 (125 Euro/MWh). I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 371 Euro/MWh (399 Euro/MWh nel 2024) in diminuzione per effetto delle sopracitate coperture.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Italia del **2025** è pari a 326 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (339 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (129 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al 2024 (126 milioni) per effetto del progressivo contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.

Investimenti

Gli **investimenti** in Italia del **2025 (74 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di repowering su due impianti eolici, alla realizzazione del Progetto di Storage (12,5 MW), alle attività di *Repowering* e *Revamping* su alcuni impianti solari, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

ESTERO

Nel **2025** la **produzione di energia elettrica** all'estero risulta pari a 4.497 GWh di cui 3.753 GWh da fonte eolica e 744 GWh da impianti fotovoltaici), in aumento rispetto al medesimo periodo del 2024 (4.239 GWh di cui 3.514 GWh da fonte eolica e 725 da impianti fotovoltaici), principalmente per effetto perimetro (+506 GWh, di cui 460 GWh eolico e 46 GWh solare) in parte compensato dalla marcata minore ventosità diffusa e dal minor irraggiamento.

Francia

Nel **2025** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1.242 GWh, di cui 1.104 GWh da fonte eolica e 138 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al 2024 (1.210 GWh di cui 1.084 GWh da fonte eolica e 126 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto dei parchi entrati in operatività progressivamente nel corso del 2024 e del 2025, in parte compensato dalla ventosità inferiore alle medie storiche.

I **ricavi** registrati **nel 2025** risultano pari a 111 milioni, in aumento rispetto al 2024 (100 milioni) per l'effetto perimetro derivante dai parchi entrati in esercizio nel corso del 2024 e 2025 e dell'aumento dei prezzi di vendita dell'energia, solo in parte compensato dalla minor ventosità.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 88 Euro/MWh risultano in aumento rispetto al 2024 (82 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 85 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 81 Euro/MWh del 2024.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Francia del **2025** è pari a 65 milioni, in aumento rispetto al 2024 (51 milioni), principalmente grazie all'effetto perimetro e ai migliori prezzi catturati.

Gli **ammortamenti** del periodo (47 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al 2024 (46 milioni) per il contributo dei parchi eolici e fotovoltaici sviluppati internamente.

Investimenti

Gli investimenti in Francia del **2025 (19 milioni)** si riferiscono principalmente alla finalizzazione 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 2024 includeva l'effetto dell'acquisizione di un portafoglio eolico e fotovoltaico (84 milioni) avvenuta nel primo trimestre 2024.

Germania

Nel **2025** la **produzione di energia elettrica** in Germania risulta pari a 472 GWh, in riduzione rispetto al 2024 (568 GWh) per effetto della persistente marcata minore ventosità registrata nel periodo.

I **ricavi** registrati **nel 2025** risultano pari a 45 milioni, in riduzione rispetto al 2024 (55 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 94 Euro/MWh, risultano pertanto in lieve aumento rispetto al 2024 (92 Euro/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Germania del **2025** risulta pertanto pari a 25 milioni, in riduzione rispetto al 2024 (34 milioni).

Investimenti

Gli investimenti in Germania del 2025 (29 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, alla costruzione di impianti eolici per 28 MW e all'avvio delle attività di *repowering* su due parchi eolici (34 MW).

UK & Nordics

Nel **2025** la **produzione di energia elettrica** in UK e Svezia risulta pari a 711 GWh, in aumento rispetto al 2024 (588 GWh), principalmente per effetto perimetro (130 GWh) grazie al contributo del parco acquisito in UK ad inizio 2025 e del parco *greenfield* costruito internamente in Nord Irlanda ed entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

I **ricavi** registrati **nel 2025** risultano pari a 70 milioni, in aumento rispetto al 2024 (54 milioni), principalmente per gli effetti della nuova capacità in esercizio nel corso del 2025 e ad una maggiore partecipazione al mercato di bilanciamento in Scozia. I ricavi netti unitari si attestano a 65 Euro/MWh, in aumento rispetto al 2024 (60 Euro/MWh).

Il **marginale operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del **2025** si attesta a 40 milioni, in aumento rispetto al 2024 (30 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (21 milioni) risultano in aumento rispetto al 2024 (17 milioni) per effetto perimetro derivante dell'acquisizione del parco eolico in Scozia avvenuta nel mese di gennaio 2025 (43 MW) e dall'entrata in esercizio del parco eolico costruito internamente in Irlanda del Nord (47 MW), entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics **2025 (106 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione di un parco eolico in Scozia (43 MW) e alla costruzione di un nuovo parco eolico in Nord Irlanda entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025 (47 MW).

Spagna

I **ricavi** registrati **nel 2025** risultano pari a 18 milioni in diminuzione rispetto al 2024 (24 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un 2024 che aveva beneficiato di prezzi di copertura superiori oltre alle sopra citate minori produzioni. I ricavi netti unitari si attestano a 33 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli del 2024 (47 Euro/MWh).

Il **marginale operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **2025** si attesta a 6 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (15 milioni) a seguito dei minori ricavi.

East Europe

Nel **2025** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 657 GWh, in riduzione rispetto al 2024 (710 GWh) per effetto della minore ventosità registrata

I **ricavi** registrati **nel 2025** pari a 67 milioni, risultano sostanzialmente in linea al 2024 (68 milioni), principalmente per effetto della sopracitata minor ventosità in parte compensata dell'incremento dei prezzi catturati in Polonia e Bulgaria.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 95 Euro/MWh, in aumento rispetto al 2024 (87 Euro/MWh) per effetto dei sopracitati maggiori prezzi di vendita dell'energia.

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 **marginale operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **2025** è pari a 50 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (54 milioni).

Si precisa che i risultati del periodo riflettono il rilascio di fondi rischi e oneri¹⁰ in considerazione del venir meno dei rischi che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

Stati Uniti

Nel **2025** la **produzione di energia** elettrica in Stati Uniti risulta pari a 966 GWh (di cui 809 GWh da fonte eolica e 156 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al 2024 (684 GWh, di cui 563 da fonte eolica e 121 da impianti fotovoltaici) nel quale gli asset americani avevano contribuito a partire dal 1° aprile 2024.

I **ricavi** registrati **nel 2025** risultano pari a 31 milioni, in aumento rispetto al 2024 (18 milioni) principalmente per effetto della piena contribuzione degli assets nell'anno rispetto al periodo comparativo che rifletteva il consolidamento dal 1° aprile del 2024. La voce comprende inoltre il rilascio positivo del *fair value* dei PPA per la quota di competenza del periodo.

I **ricavi e altri proventi (PTC)** risultano pari a 56 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 25 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 **2025** è pari a 45 milioni, in aumento rispetto al 2024 (32 milioni) principalmente grazie all'effetto perimetro di cui sopra. Si ricorda che il dato risulta influenzato dal prezzo dei PPA e dal provento sopracitato.

¹⁰ Il dato 2025 riflette il rilascio di fondi rischi per 4 milioni (di cui circa 3 milioni in Romania e 1,5 milioni in Polonia), mentre il dato comparativo rifletteva il parziale rilascio di fondi rischi per circa 9 milioni, di cui 6 milioni in Romania relativamente ai Certificati Verdi e 3 milioni in Polonia relativamente alle misure di clawback.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

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 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.
4 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 Brunsbittel, 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.
8 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.
8 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.
31 luglio	Regno Unito	Wind	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.
1° agosto	Italia	Corporate	ERG ha sottoscritto un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 15 anni, con il Gruppo A2A, per la fornitura complessiva nel periodo di circa 2,7 TWh di energia rinnovabile da fonte eolica, a partire dal 1° gennaio 2027. L'accordo prevede l'acquisto da parte di A2A di energia pulita prodotta dal parco eolico di ERG di Salemi Castelvetro in provincia di Trapani, il quarto progetto

			avviato nell'ambito del programma di Repowering degli impianti del proprio portafoglio.
4 settembre	Italia	Corporate	ERG ha sottoscritto tre Power Purchase Agreement (PPA) con il Gruppo FS per la fornitura complessiva di 1,2 TWh (185 GWh/anno) di energia rinnovabile a partire dal 1° ottobre 2025. Il primo contratto prevede una durata di 10 anni e la fornitura di 55 GWh/anno, mentre gli altri due una durata di 5 anni e una fornitura rispettivamente di 60 GWh/anno e 70 GWh/anno. L'energia verrà fornita da impianti eolici del portafoglio di ERG in Italia non soggetti a sistemi incentivanti.
21 ottobre	Italia	Corporate	Presentato a Catania, la nuova tettoia solare solidale presso i magazzini di Banco Alimentare della Sicilia, costruita grazie alla donazione dei moduli rigenerati nell'ambito del programma Social Purpose for Solar Revamping che trasformerà il risparmio in aiuti alimentari destinati alle famiglie più fragili.
5 novembre	Italia	Storage	ERG annuncia l'avvio del primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo), con una potenza di 12,5 MW, una capacità nominale di accumulo pari a 50 MWh e un ciclo di carica e scarica di circa 4 ore. L'impianto è situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW).
1° dicembre	UK & Nordics	Wind	ERG ha raggiunto, tramite la propria controllata Furukraft AB, un accordo per la sottoscrizione di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni con Skellefteå Kraft AB, azienda municipale energetica svedese. L'accordo, con validità dal 1° gennaio 2026, prevede la fornitura di tipo pay as produced di circa 150 GWh annui, per un totale di 1,5 TWh, di energia rinnovabile prodotta dal parco eolico Furuby di ERG.
3 dicembre	Italia	Wind	ERG si è aggiudicata tariffe di tipo "pay as produced" della durata di 20 anni nell'ambito della prima procedura d'asta del DM FER X transitorio, con due progetti di rifacimento integrale (cosiddetto "repowering") per complessivi 141 MW. In particolare, l'assegnazione riguarda il progetto di repowering eolico di Carlentini (Siracusa) per complessivi 97 MW (di cui 81 MW oggetto di ricostruzione totale) e di quello di Greci-Montaguto (Avellino) per una capacità di 44 MW. La potenza installata complessiva sarà pari a 141 MW, più che raddoppiata rispetto all'attuale (69 MW), con una produzione attesa media annua stimata di energia di oltre 300 GWh/anno, circa tre volte superiore a quella attuale. L'avvio della costruzione è atteso ad inizio 2026 mentre l'entrata in esercizio di entrambi i parchi è prevista nel corso del 2027.
11 dicembre	Italia	Corporate	ERG si conferma per il quarto anno consecutivo nella "A List" di CDP (Carbon Disclosure Project). Rispetto all'anno scorso, il Gruppo ha registrato un netto miglioramento nella gestione delle emissioni e negli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra (GHG).
12 dicembre	Italia	Corporate	Il CdA, in relazione alle dimissioni rassegnate da Luca Bettonte dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. e membro del Comitato Strategico (Comunicato Stampa del 14 novembre), ha provveduto a nominare Paolo Arlandini quale nuovo Consigliere di Amministrazione non esecutivo della Società e membro del Comitato Strategico. Il Consigliere resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.

Fatti di rilievo dopo la chiusura dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
20 gennaio 2026	UK & Nordics	Wind	ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW. L'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 97 milioni di sterline. In parallelo ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 62 MW.
21 gennaio 2026	Italia	Corporate	Il Gruppo ERG si è posizionato al primo posto della classifica mondiale "Global 100 most sustainable corporations in the world" 2026 di Corporate Knights, che ha valutato oltre 8.000 aziende quotate. ERG si è inoltre aggiudicata la leadership assoluta per avere raggiunto quota 100% di ricavi e investimenti sostenibili, oltre che per la sua strategia di sostenibilità alla quale è legata anche la politica di remunerazione aziendale.

Evoluzione prevedibile della gestione 2026

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da una forte volatilità sia dei volumi di produzione – influenzati dalla disponibilità di vento e irraggiamento – sia dei prezzi di mercato. A ciò si aggiunge un quadro regolatorio in continua evoluzione e segnato da elementi di incertezza, in un clima di crescente pressione politica sui costi dell'energia. In Italia, il recente "Decreto Bollette 2026" introduce una serie di norme finalizzate a ridurre il costo dell'energia elettrica per famiglie ed imprese. Tra queste il decreto prevede meccanismi di rimborso a partire dal 2027, da attuarsi attraverso l'adozione di provvedimenti che dovranno essere definiti dall'ARERA nei prossimi mesi, di alcune componenti di approvvigionamento e delle quote ETS, determinando un vantaggio competitivo per la generazione termoelettrica a gas e attenuando il segnale economico a favore della transizione verso le fonti rinnovabili. Tuttavia, l'efficacia di tali disposizioni, in particolare la disciplina di rimborso ai produttori termoelettrici degli oneri connessi alle emissioni ETS, è subordinata alla preventiva autorizzazione della Commissione europea. Una migliore stima degli effetti di tale decreto potrà pertanto essere fatta solo a valle di tale autorizzazione e del periodo di conversione parlamentare in legge, ovvero entro 60 giorni dalla pubblicazione del decreto in Gazzetta Ufficiale (20 febbraio 2026).

Nei primi due mesi del 2026 lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in calo rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo 2025. In termini di risorsa naturale la produzione dei primi mesi del 2026 è in linea alle nostre aspettative ma superiore all'analogo periodo del 2025 caratterizzato da una ventosità eccezionalmente scarsa.

ERG per mitigare la volatilità dei prezzi di mercato 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 2026 rispetto al 2025 che non includono eventuali effetti regolatori sopra citati.

ITALIA

Il **marginale operativo lordo del Wind è atteso in lieve crescita** grazie ai maggiori volumi attesi nell'anno confrontati con un 2025 caratterizzato da eccezionale scarsa ventosità seppur in gran parte compensati dai minori prezzi catturati sui mercati spot e sulle coperture a termine oltre al minor valore dell'incentivo GRIN (50 €/MWh nel 2026 rispetto ai 55 €/MWh del 2025) su un montante di volumi in riduzione per effetto della progressiva uscita di alcuni impianti dal regime incentivato.

Il **marginale operativo lordo del Solare è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2025 prevalentemente per effetto dei minori prezzi catturati a seguito dello scenario di mercato in riduzione, compensati da maggiori volumi attesi

Si stima per il 2026 un **marginale operativo lordo Wind & Solar Italia sostanzialmente in linea** rispetto al 2025.

ESTERO

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto in aumento** rispetto al 2025 principalmente per effetto delle maggiori produzioni rispetto alla minore ventosità diffusa registrata nel corso del 2025, dal perimetro derivante dal re-focus geografico con l'acquisto di 72 MW in UK e la vendita di 62 MW in Svezia, dal pieno contributo di un parco Greenfield entrato in esercizio in UK nel secondo semestre 2025 (47 MW) e dal primo contributo di un parco Greenfield in Germania (+22 MW) e di un parco repowering in Francia (+23 MW di nuova capacità) previsti in esercizio nella seconda metà dell'anno. Tali risultati risultano in parte compensati dallo scenario previsto in riduzione.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in lieve aumento** rispetto al 2025 principalmente per effetto del miglior irraggiamento atteso in parte compensato da prezzi catturati inferiori in Spagna per effetto di uno scenario di mercato in riduzione.

Il **marginale operativo lordo Wind & Solar all'estero è atteso in aumento** rispetto al 2025.

GUIDANCE 2026

Per l'esercizio 2026, a livello di Gruppo, si stima un marginale operativo lordo nell'intervallo compreso tra 520 e 590 milioni.

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 330 e 380 milioni (235 milioni nel 2025) ed includono principalmente la recente acquisizione in UK e la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2026 e il 2027 rispettivamente per 45 MW e 77 MW di nuova capacità. Tali investimenti non includono la cessione di 62 MW in Svezia.

L'indebitamento finanziario netto adjusted a fine 2026 è atteso nel range tra 1.950 e 2.050 milioni (1.882 milioni a fine 2025), inclusivo degli investimenti sopra citati e della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

Ulteriori informazioni

Nomina di un Consigliere di Amministrazione

Si ricorda che in data 12 dicembre 2025, il Consiglio di Amministrazione, a seguito delle dimissioni rassegnate da Luca Bettonte dalla carica di Consigliere di Amministrazione e membro del Comitato Strategico, eletto nella lista di maggioranza, ha provveduto a nominare, con il supporto del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, Paolo Arlandini quale nuovo Consigliere non esecutivo della Società e componente del Comitato Strategico con scadenza alla prossima Assemblea degli Azionisti.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà pertanto chiamata, tra l'altro, ai sensi dei predetti art. 2386 del Codice Civile e art. 15, comma 6, dello Statuto, a nominare un Consigliere di Amministrazione, senza vincolo di lista, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Consigliere di Amministrazione, così nominato, scadrà dalla carica unitamente agli altri componenti del Consiglio di Amministrazione e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2026.

Il Consiglio di Amministrazione raccomanda altresì che le relative proposte per la nomina di un Consigliere di Amministrazione vengano presentate dagli Azionisti (ove del caso anche ai sensi dell'art. 126-bis del TUF) in modo tale che le stesse possano essere comunicate al pubblico con congruo anticipo rispetto all'Assemblea chiamata a deliberare sulle stesse.

Conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti ai sensi del regolamento (UE) n. 537/2014 per gli esercizi 2027-2035 e di attestazione della conformità della rendicontazione consolidata di sostenibilità per gli esercizi 2027-2029

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti e di attestazione della conformità della rendicontazione consolidata di sostenibilità, tenuto conto della raccomandazione motivata effettuata dal Collegio Sindacale.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale di 15.032.000 azioni ordinarie, corrispondente al 10% del capitale sociale di ERG, ivi incluse le azioni proprie già possedute dalla Società alla data dell'Assemblea, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 22 aprile 2025, 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'autorizzazione avrà una validità di diciotto mesi dal momento dell'avvenuta delibera. 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 secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti 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.

Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 4.965.240 pari al 3,303% del capitale sociale.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 22 aprile 2025, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile, 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. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli Azionisti.

Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti. L'Assemblea degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza in senso favorevole o contrario:

- sulla prima sezione della Relazione, relativamente alla politica della Società in materia di remunerazione dei componenti degli organi di amministrazione e dei dirigenti con responsabilità strategiche per l'esercizio 2026 nonché dei componenti degli organi di controllo. La relativa delibera sarà vincolante.
- sulla seconda sezione della Relazione la relativa delibera non sarà vincolante.

La Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti verrà messa a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari.

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.

I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2025 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi alle ore 11:00 nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.it) 15 minuti prima della conference call.

La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato adjusted.

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Michele Pedemonte, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154-bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il presente comunicato stampa, emesso il 12 marzo 2026, è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. (www.borsaitaliana.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.it).

La Relazione finanziaria annuale, inclusiva della rendicontazione consolidata di sostenibilità, con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione sulle materie all'ordine del giorno dell'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2026", presso Borsa Italiana S.p.A. (www.borsaitaliana.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.it).

Contatti:

Anna Cavallarin Head of External Communication - mobile + 39 3393985139 email: acavallarin@erg.eu

Matteo Bagnara Head of Investor Relations – mobile +39 3459725043– email: ir@erg.eu

www.erg.eu- @ergnow

Prospetti contabili e Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

Nel presente Comunicato 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) e comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione alla data di Bilancio: 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.

Highlights

Adjusted ⁽²⁾ 4° trimestre (milioni di Euro)			Reported ⁽¹⁾ Anno		Adjusted ⁽²⁾ Anno	
2025	2024	Principali dati economici	2025	2024	2025	2024
194	196	Ricavi	744	733	752	738
147	145	Margine operativo lordo	526	525	540	535
77	75	Risultato operativo netto	172	252	263	271
46	45	Risultato netto di Gruppo	65	187	155	175
76%	74%	Ebitda Margin %	71%	72%	72%	72%

2025	2024	Principali dati finanziari	2025	2024
4.165	4.246	Capitale investito netto ⁽³⁾	4.165	4.246
2.045	2.223	Patrimonio netto	2.045	2.223
1.882	1.793	Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) ⁽⁴⁾	1.882	1.793
2.119	2.023	Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) ⁽⁴⁾	2.119	2.023
48%	45%	Leva finanziaria ante IFRS 16 ⁽⁵⁾	48%	45%

2025	2024	Dati operativi	Anno	
2025	2024		2025	2024
3.974	3.845	Totale capacità installata a fine periodo MW	3.974	3.845
129		Nuova capacità installata del periodo	129	
0		di cui Italy Wind MW	0	
5		di cui Italy Solar MW	5	
13		di cui Italy Storage MW	13	
112		di cui Estero Wind MW	112	
0		di cui Estero Solar MW	0	
1.955	1.848	Totale produzioni di energia elettrica GWh	7.241	6.959
91		Produzioni legate alla nuova capacità del periodo	772	
11		di cui Italy Wind GWh	237	
2		di cui Italy Solar GWh	28	
77		di cui Estero Wind GWh	460	
0		di cui Estero Solar GWh	46	
147	145	Margine Operativo Lordo	540	535
60	75	Italy Wind	231	250
13	12	Italy Solar	96	90
75	60	Estero Wind	212	192
1	4	Estero Solar	18	24
(2)	(6)	Corporate	(17)	(21)
94	101	Ricavi netti unitari ⁽⁶⁾ Euro/MWh	99	102
70	53	Investimenti ⁽⁷⁾ milioni di Euro	235	553
672	660	Dipendenti a fine periodo Unità	672	660

⁽¹⁾ Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli special items e le relative imposte correlate. Si precisa negli schemi *reported*, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. I valori economici *reported* del periodo comparativo sono riesposti in applicazione dell'IFRS 5.

⁽²⁾ Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate e comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset svedese, in corso di cessione alla data di Bilancio.

⁽³⁾ Il Capitale Investito Netto include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia, ceduto nel gennaio 2026.

⁽⁴⁾ L'indebitamento finanziario netto include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia, ceduto nel gennaio 2026, e 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.

⁽⁵⁾ 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 237 milioni.

⁽⁶⁾ 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.

⁽⁷⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del 2025 include l'impatto dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2025 nel Regno Unito (43 MW), mentre il dato comparativo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta negli Stati Uniti di un portafoglio eolico e solare per complessivi 317 MW.

Risultati per Paese

4° trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2025	2024	Δ	Ricavi <i>adjusted</i>	2025	2024	Δ
93	105	(12)	Italia	409	418	(9)
101	91	10	Estero	343	319	24
33	30	4	Francia	111	100	11
13	16	(2)	Germania	45	55	(10)
25	16	9	UK & Nordics	70	54	17
3	5	(2)	Spagna	18	24	(6)
18	19	(0)	Est Europa	67	68	(0)
8	6	2	Stati Uniti	31	18	13
11	11	(0)	Corporate	40	39	1
(11)	(11)	(0)	Ricavi infrasettori	(40)	(37)	(2)
194	196	(2)	Totale ricavi <i>adjusted</i>	752	738	14
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>						
73	87	(14)	Italia	326	339	(13)
76	64	12	Estero	231	216	14
22	16	6	Francia	65	51	14
9	10	(0)	Germania	25	34	(9)
16	8	9	UK & Nordics	40	30	9
0	2	(2)	Spagna	6	15	(9)
15	16	(0)	Est Europa	50	54	(4)
13	12	0	Stati Uniti	45	32	13
(2)	(6)	4	Corporate	(17)	(21)	4
147	145	2	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	540	535	5
Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>						
(33)	(33)	0	Italia	(129)	(126)	(3)
(36)	(36)	(0)	Estero	(143)	(133)	(10)
(12)	(12)	(0)	Francia	(47)	(46)	(2)
(5)	(6)	0	Germania	(21)	(21)	0
(6)	(4)	(1)	UK & Nordics	(21)	(17)	(4)
(3)	(3)	0	Spagna	(12)	(12)	0
(5)	(5)	(0)	Est Europa	(19)	(19)	(0)
(6)	(6)	1	Stati Uniti	(24)	(18)	(5)
(1)	(1)	0	Corporate	(4)	(4)	0
(70)	(70)	(0)	Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>	(276)	(263)	(13)

4° trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2025	2024	Δ	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	2025	2024	Δ
41	54	(13)	Italia	197	213	(16)
40	29	12	Estero	87	83	4
11	5	6	Francia	18	6	12
4	4	(0)	Germania	4	12	(9)
11	3	7	UK & Nordics	19	13	6
(3)	(1)	(2)	Spagna	(6)	3	(8)
10	11	(0)	Est Europa	31	35	(4)
7	6	1	Stati Uniti	22	14	8
(4)	(7)	4	Corporate	(22)	(25)	4
77	75	2	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	263	271	(8)
Investimenti ⁽¹⁾						
43	30	13	Italia	74	135	(61)
24	21	4	Estero	155	413	(258)
4	6	(2)	Francia	19	142	(123)
18	6	12	Germania	29	9	20
2	7	(5)	UK & Nordics	106	26	81
0	0	0	Spagna	0	0	0
0	0	(0)	Est Europa	0	0	0
0	1	(1)	Stati Uniti	1	236	(235)
3	2	1	Corporate	5	5	1
70	53	18	Totale investimenti	235	553	(318)

⁽¹⁾ Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition*. Si segnala che i dati non includono l'incremento dei Right of Use assets.

Conto Economico

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli special items e con l'inclusione dei risultati dell'asset svedese in corso di cessione alla data di Reporting che ha dato il pieno contributo economico nel 2025.¹¹

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*.

4° Trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2025	2024	Δ	Conto Economico	2025	2024	Δ
194	196	(2)	Ricavi	752	738	14
24	19	6	Altri proventi	50	51	(1)
218	215	4	Ricavi Totali	803	789	14
(2)	0	(2)	Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	(9)	(10)	1
(55)	(55)	(0)	Costi per servizi e altri costi operativi	(194)	(186)	(8)
(14)	(15)	1	Costi del lavoro	(60)	(58)	(2)
147	145	2	Margine Operativo Lordo	540	535	5
(70)	(70)	(0)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(276)	(263)	(13)
77	75	2	Risultato operativo netto	263	271	(8)
(13)	(9)	(4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(50)	(27)	(22)
(0)	(0)	0	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	(0)	(0)
64	66	(2)	Risultato prima delle imposte	214	244	(30)
(16)	(20)	4	Imposte sul reddito	(53)	(66)	14
47	46	2	Risultato netto attività continue	161	178	(17)
(2)	(1)	(1)	Risultato di azionisti terzi	(5)	(3)	(3)
46	45	1	Risultato netto attività continue di Gruppo	155	175	(20)
0	0	0	Risultato netto attività destinate ad essere cedute	0	0	0
46	45	1	Risultato netto di Gruppo	155	175	(20)

¹¹ Nel 2025 il margine operativo lordo dell'asset eolico svedese compreso nelle "Attività destinate ad essere cedute" è stato pari a 5 milioni (-27 milioni sul risultato netto, inclusivo della svalutazione dell'asset per -26 milioni in applicazione dell'IFRS 5).

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*.

Si ricorda che, in applicazione dell'IFRS 5, il contributo patrimoniale del parco eolico situato in Svezia e ceduto in data 20 gennaio 2026¹², è riclassificato alla voce "Capitale investito netto attività destinate a essere cedute".

		di cui discontinued operations	31/12/2025	31/12/2024
Stato Patrimoniale riclassificato				
<i>(milioni di Euro)</i>				
Capitale immobilizzato	(74)		4.642	4.841
Capitale circolante operativo netto	(0)		84	34
Fondi per benefici ai dipendenti	-		(3)	(3)
Altre attività	(14)		300	246
Altre passività	19		(859)	(873)
Capitale investito netto	(70)		4.165	4.246
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	70		-	-
Capitale investito netto			4.165	4.246
Patrimonio netto di Gruppo			1.980	2.147
Patrimonio netto di terzi			65	76
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	10		1.882	1.793
<i>Passività per leasing</i>	<i>3</i>		<i>237</i>	<i>229</i>
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	13		2.119	2.023
Mezzi propri e debiti finanziari			4.165	4.246

¹² In data 20 gennaio ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto a Nordetic AB, società del gruppo eNordic, Independent Power Producer operante nei paesi nordici di proprietà del fondo Ardian, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia.

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori *ante IFRS 16* e comprensivo dei flussi generati dall'asset eolico svedese, 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:

4° trimestre			Anno	
2025	2024	(milioni di Euro)	2025	2024
147	145	Margine operativo lordo adjusted	540	535
(32)	52	Variazione capitale circolante	(126)	(50)
115	197	Cash Flow operativo	414	485
(70)	(52)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(163)	(234)
-	(0)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(72)	(319)
0	(0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	1
(1)	0	Altre variazioni e disinvestimenti	(4)	(11)
(71)	(53)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(239)	(563)
(12)	(6)	Proventi (oneri) finanziari	(41)	(19)
1	-	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	2	-
(0)	0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	(0)
(11)	(6)	Cash Flow da gestione finanziaria	(39)	(19)
(24)	(17)	Cash Flow da gestione fiscale	(47)	(39)
(2)	(2)	Distribuzione dividendi	(151)	(152)
-	(11)	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(12)	(47)
(7)	(14)	Altri movimenti di patrimonio netto	(15)	(13)
(9)	(27)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(178)	(212)
1.882	1.888	Indebitamento finanziario netto iniziale ante IFRS 16	1.793	1.445
(0)	(95)	Variazione netta	89	348
1.882	1.793	Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	1.882	1.793
237	229	Passività per leasing	237	229
2.119	2.023	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.119	2.023

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.

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 subtotale 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 subtotale 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".

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) e con l'inclusione, anche per il periodo comparativo, dei risultati dell'asset svedese in corso di cessione alla data di Reporting che ha dato il pieno contributo economico nell'esercizio: 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.

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 assets;
- 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

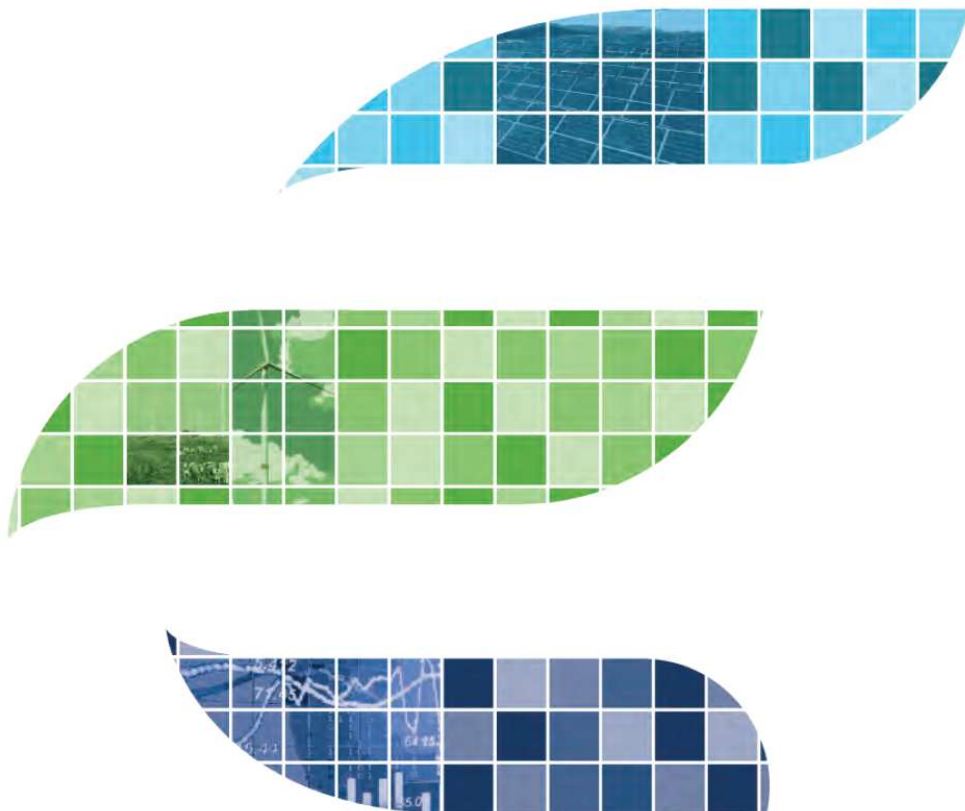
4° trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	Anno	
2025	2024			2025	2024
136	142	Margine operativo lordo attività continue		526	525
5	6	Contributo attività destinate ad essere cedute		5	6
141	147	Margine operativo lordo		531	531
		Esclusione Special Items:			
2	1	Oneri accessori operazioni straordinarie	1	3	8
-	(4)	Plusvalenza cessione opere d'arte	2	-	(4)
5	0	Accantonamento Fondo Business Dismissi	3	6	1
147	145	Margine operativo lordo adjusted		540	535

4° trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		Anno	
2025	2024			2025	2024
(138)	(70)	Ammortamenti attività continue		(354)	(273)
(3)	(4)	Contributo attività destinate ad essere cedute		(3)	(4)
(142)	(74)	Ammortamenti e svalutazioni		(357)	(278)
		Esclusione Special Items:			
13	3	Svalutazione Repowering/Revamping	4	22	13
59	-	Svalutazione Solar Spain	8	59	-
-	1	Svalutazione Asset parco eolico Svezia		-	1
(70)	(70)	Ammortamenti adjusted		(276)	(263)

4° trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		Anno	
2025	2024			2025	2024
(37)	41	Risultato netto di Gruppo		65	187
27	2	Esclusione impatto IFRS 5		27	2
(10)	43	Risultato netto attività continue di Gruppo		92	189
		Esclusione Special Items:			
-	(3)	Esclusione della cessione delle opere d'arte	2	-	(3)
(1)	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	(2)	-
2	2	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	3	7
-	-	Esclusione Imposta sostitutiva Wind & Solar Italy	6	-	(28)
46	-	Esclusione svalutazione Solar Spain	8	46	-
9	2	Esclusione svalutazione Repowering /Revamping	4	16	10
0	2	Esclusione oneri correlati a Business dismissi	3	1	3
(1)	(2)	Esclusione rettifica IFRS 5 su Asset Svezia	7	(1)	(2)
46	45	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		155	175

- 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 dismissi dal Gruppo.
- Svalutazioni di impianti esistenti oggetto di piani di Repowering e Revamping in Italia (di cui 10 milioni relativi ad ammortamenti di parchi eolici e 3 milioni relativi a parchi solari), Germania (per 8 milioni) e Francia (1 milione), già approvati ed autorizzati.
- Nel 2025 la voce include proventi finanziari correlati alle chiusure anticipate di due project financing.
- Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle *Business combination* Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.
- Riclassifica del contributo dell'asset eolico svedese, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come Attività destinate ad essere cedute. Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati *adjusted* comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione al 31 dicembre 2025.
- Svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna, a seguito della procedura di impairment test.

Allegato al Comunicato Stampa del 12 marzo 2026



Andamento Gestionale risultati anno 2025

Basis for preparation

Il presente documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 12 marzo 2026 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2025 del Gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla Gestione che, unitamente alle Note di Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti alla normativa di legge.

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").

Operazioni di "re-focus geografico" del Gruppo

In conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, ERG, in data 20 gennaio 2026, ha annunciato il signing e contestuale closing di due importanti operazioni nel Regno Unito ed in Svezia.

ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd, ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, controllata da OnPath Energy, storico sviluppatore di impianti rinnovabili attivo nel Regno Unito, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW. In parallelo ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha firmato un accordo con Nordetic AB per la cessione dell'intero capitale di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia. Il

corrispettivo in termini di Enterprise Value è stato pari a 70 milioni di Euro, comprensivo dei costi correlati alla cessione dell'asset.

In considerazione di quanto sopra, negli schemi **reported**, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** commentati nella presente Relazione, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione alla data di Bilancio. Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

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.

Organi societari

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹³

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo)¹⁴

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Paolo Arlandini (non esecutivo)¹⁵

Elisabetta Caldera (indipendente¹⁶)

Federica Lolli (indipendente¹⁶)

Marina Natale (indipendente¹⁶)

Elisabetta Oliveri (indipendente^{16,17})

Barbara Poggiali (non esecutivo)

Renato Pizzolla (non esecutivo)

Daniela Toscani (indipendente¹⁶)

Collegio Sindacale¹⁸

PRESIDENTE

Monica Mannino

SINDACI EFFETTIVI

Giulia De Martino

Fabrizio Cavalli

Dirigente Preposto (L. 262/05)

Michele Pedemonte¹⁹

Società di Revisione

KPMG S.p.A.²⁰

¹³ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.

¹⁴ Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

¹⁵ Nominato in data 12 dicembre 2025, a seguito delle dimissioni rassegnate da Luca Bettonte dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A., resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. prevista in data 22 aprile 2026

¹⁶ 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.

¹⁷ Nominata Lead Independent Director in data 13 dicembre 2024.

¹⁸ Collegio Sindacale nominato in data 22 aprile 2025.

¹⁹ Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

²⁰ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.

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, dopo la cessione del business idroelettrico nel 2022, con la cessione del business termoelettrico a fine 2023, 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 3.974 MW di capacità installata rinnovabile (3.296 MW eolico, 666 MW solare, 12,5 MW Storage), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.649 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 180 MW di potenza installata.

Nel corso dell’esercizio, ERG ha avviato il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo), con una potenza installata di 12,5 MW. L’impianto, entrato in operatività nel corso del mese di novembre, è situato all’interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW).

Esteri

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.313 MW.

Nell’eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.603 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW), Germania (330 MW), UK (340 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

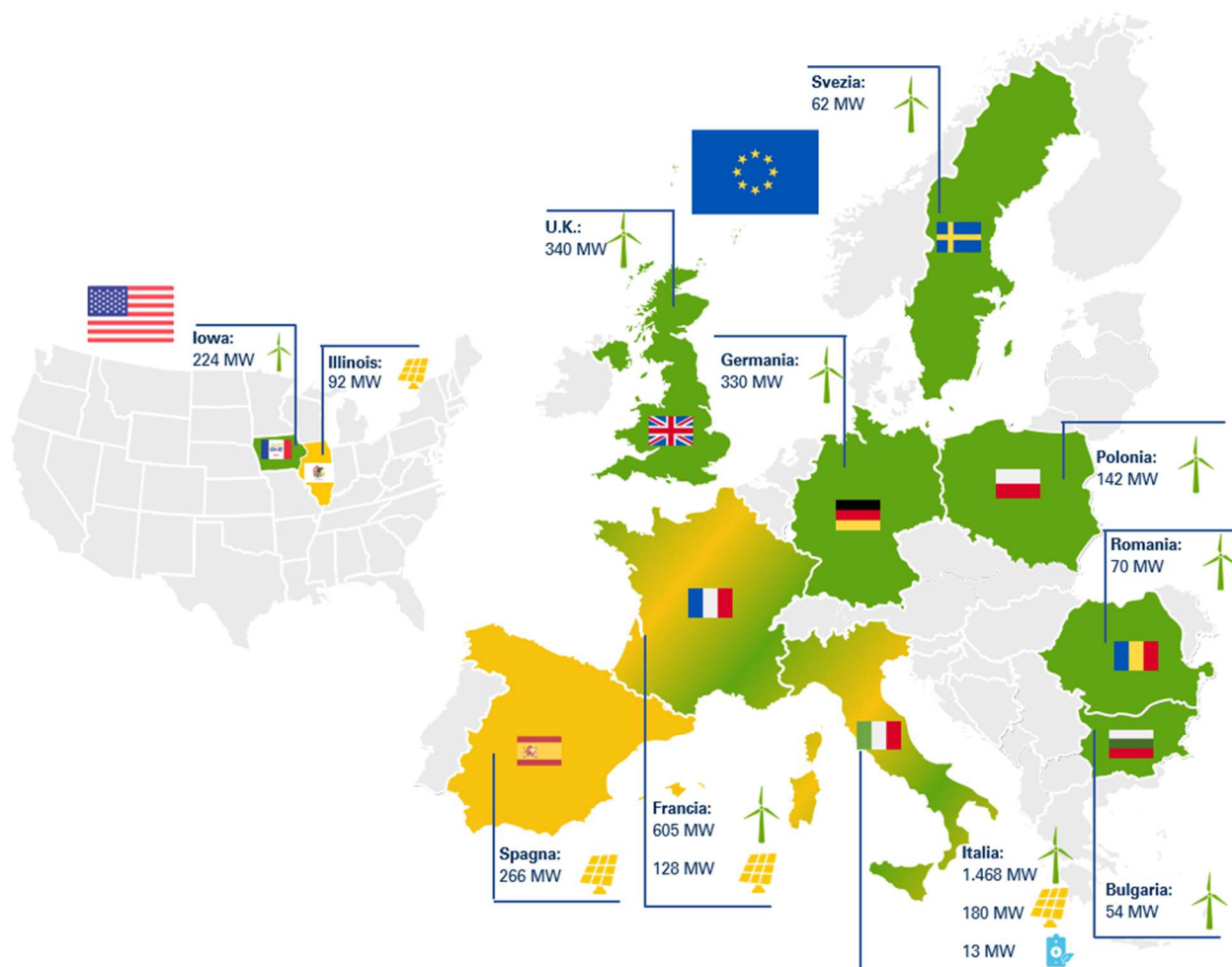
Si precisa che, in conformità con le linee guida del Piano Industriale, che prevedono un riposizionamento geografico, in data 20 gennaio 2026, il Gruppo ha acquisito da OnPath Energy Midco Limited, il 100% di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell’Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

In parallelo, il Gruppo ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 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 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.

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 2025



La mappa soprariportata si riferisce alla capacità installata del Gruppo al 31 dicembre 2025.

Nel mese di gennaio 2026, il Gruppo ha aumentato la potenza installata in UK, pari a 413 MW (+73 MW a seguito della recente acquisizione di sette impianti eolici) e, contestualmente, ha ceduto il parco eolico di Furuby in Svezia (62 MW). A seguito di queste due importanti operazioni, avvenute nell'ambito di un riposizionamento geografico, la potenza installata del Gruppo è pari a 3.985 MW (+11 MW rispetto al 31 dicembre 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 Mergers & 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.

Strategia

Il 2025 si è confermato un anno complesso, caratterizzato da un quadro geopolitico e macroeconomico in rapido mutamento e da una forte volatilità dei prezzi, in un contesto segnato da eventi meteorologici estremi. Parallelamente, il 2025 è stato caratterizzato da un quadro geopolitico in rapido mutamento, che ha influenzato in maniera significativa le dinamiche del mercato dell'energia. Negli Stati Uniti, la nuova amministrazione ha impresso una svolta netta alle politiche ambientali, favorendo i combustibili fossili e ponendo fine alla partecipazione del Paese ad accordi internazionali sul clima, come l'Accordo di Parigi. Sul fronte europeo, sebbene vi sia stata una sostanziale conferma degli obiettivi climatici e dei principi del Green Deal, permangono resistenze a livello politico e si registrano ritardi attuativi nei vari paesi.

Nel corso dell'anno, sono emerse con evidenza due priorità da affrontare nel mercato energetico: da un lato la sicurezza energetica, resa sempre più urgente dalle tensioni geopolitiche e dalla necessità europea di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili importati; dall'altro, la necessità di flessibilità nei mercati elettrici con sistemi di accumulo e infrastrutture di rete, indispensabili per incrementare la resilienza del sistema. Altro tema fondamentale riguarda l'elettrificazione dei consumi. Se da un lato, negli ultimi quindici anni la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta rapidamente, la domanda elettrica europea è rimasta stagnante, se non in calo. Perché la transizione energetica possa funzionare, produzione e domanda elettrica devono crescere in modo bilanciato. Solo ampliando e rendendo

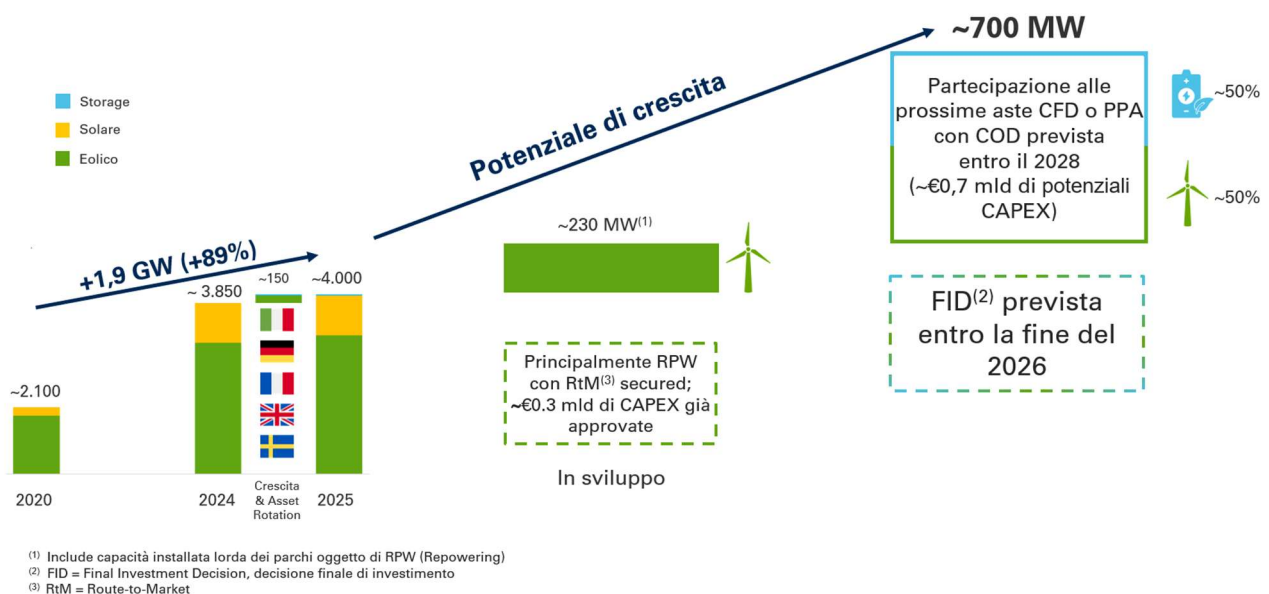
più flessibile la domanda elettrica sarà possibile integrare in modo efficiente nuova generazione rinnovabile, rafforzare la sicurezza energetica europea e ridurre la dipendenza dal gas importato.

L'attenzione crescente verso le tecnologie pulite conferma infatti la necessità di proseguire con decisione nel percorso verso un'economia decarbonizzata. L'evoluzione del sistema energetico europeo richiede visione, coerenza regolatoria e infrastrutture adeguate a supportare la transizione.

È in questo contesto che ERG ha confermato il proprio impegno per uno sviluppo sostenibile del portafoglio rinnovabile, adottando un approccio flessibile e selettivo orientato alla qualità e alla creazione di valore. Con un'esperienza industriale di circa 90 anni, ERG riconosce che la transizione elettrica è un percorso imprescindibile per garantire competitività e sicurezza energetica. Per questo ritiene cruciale una politica europea che acceleri l'elettrificazione dei consumi, favorisca il rinnovamento delle reti e introduca nuovi meccanismi di mercato in grado di sostenere i futuri investimenti del settore. Solo così potremo contribuire a costruire un futuro più solido e sostenibile per tutti i Paesi in cui operiamo.

ERG ha continuato anche nel 2025 il suo percorso di crescita, sempre secondo l'approccio "Value over Volume" ovvero attraverso una crescita selettiva e flessibile capace di cogliere le opportunità di business di maggior valore.

Un percorso di crescita solido e sostenibile



Il Repowering si conferma centrale nella strategia di business del Gruppo, leader in questa tipologia di intervento fondamentale per la transizione energetica grazie a una pipeline di progetti solida e visibile. Lo sviluppo sarà focalizzato nelle geografie dove siamo già presenti e l'asset rotation potrà rappresentare una leva di crescita, volta a massimizzare il valore dei nostri investimenti con l'obiettivo di focalizzarci nei Paesi dove siamo presenti con una dimensione industriale. Puntiamo, altresì, ad aumentare la flessibilità del nostro portafoglio, con lo sviluppo di progetti di battery storage (BESS) che si affiancano allo sviluppo nella tecnologia wind.

Per quanto riguarda la 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 conferma l'impegno a mantenere la struttura finanziaria all'interno dell'attuale classe di rating, in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile.

Per il Gruppo la sostenibilità rimane una scelta concreta capace di generare valore a lungo termine sotto il profilo economico e sociale ed è totalmente integrata nel suo business.

Attraverso il Piano ESG allineato ai Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite e articolato in quattro pilastri – Planet, People, Engagement e Governance – ERG ha definito obiettivi condivisi, concreti e misurabili. L'impegno attuale si concentra sul raggiungimento del Net Zero al 2040, sull'uso consapevole delle risorse anche a fini sociali e sulla promozione di politiche di Diversity & Inclusion per un ambiente di lavoro inclusivo.

Variazione perimetro di business nell'esercizio

• Wind – Regno Unito: Broken Cross

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 dell'esercizio, 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.
- la costruzione e l'energizzazione del parco eolico di Corlacky, in Nord Irlanda, per una capacità installata complessiva di 47 MW.
- il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo). L'impianto, situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW), per una capacità installata complessiva di 12,5 MW.

Si segnala inoltre l'aggiudicazione, nell'ambito della prima procedura d'asta del DM FER-X transitorio, di due progetti di rifacimento integrale (cosiddetto "repowering") per complessivi 141 MW. In particolare, l'assegnazione riguarda il progetto di repowering eolico di Carlentini (Siracusa) per complessivi 97 MW (di cui 81 MW oggetto di ricostruzione totale) e di quello di Greci-Montaguto (Avellino) per una capacità di 44 MW.

Re-focus geografico per il Gruppo

Come già indicato nelle premesse, in conformità con le linee guida del Piano Industriale che prevedono un riposizionamento geografico, si segnala che, in data 20 gennaio 2026, ERG ha perfezionato l'accordo con OnPath Energy Midco Limited per l'acquisto di un gruppo di società di diritto inglese proprietarie di sette impianti eolici onshore operativi nel Nord dell'Inghilterra, per una capacità installata totale di 73 MW.

In parallelo ERG ha ceduto a Nordetic AB, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia, con una capacità installata di 62 MW.

In considerazione di quanto sopra, negli schemi **reported**, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** commentati nella presente Relazione, comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset in corso di cessione alla data di Bilancio. Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "**Indicatori alternativi di performance**".

ERG in Borsa

Al 30 dicembre 2025 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 21,98 euro, andamento positivo (+11,86%) rispetto a quello della fine dell'anno precedente, seppure inferiore alla crescita dello S&P Global Clean Energy Index (+29,90%).

Nello stesso periodo si è registrato un andamento positivo anche per l'Euro Stoxx Utilities Index (+34,53%), il FTSE MIB (+31,47%), il FTSE All Share (+30,97%) ed il FTSE Mid Cap (+23,23%).

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 22,98 euro (22 ottobre).

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

Prezzo dell'azione:

Prezzo di riferimento al 30.12	21,98
Prezzo max (22.10) ⁽¹⁾	22,98
Prezzo min (08.04) ⁽¹⁾	15,96
Media Prezzo di riferimento	19,64

(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

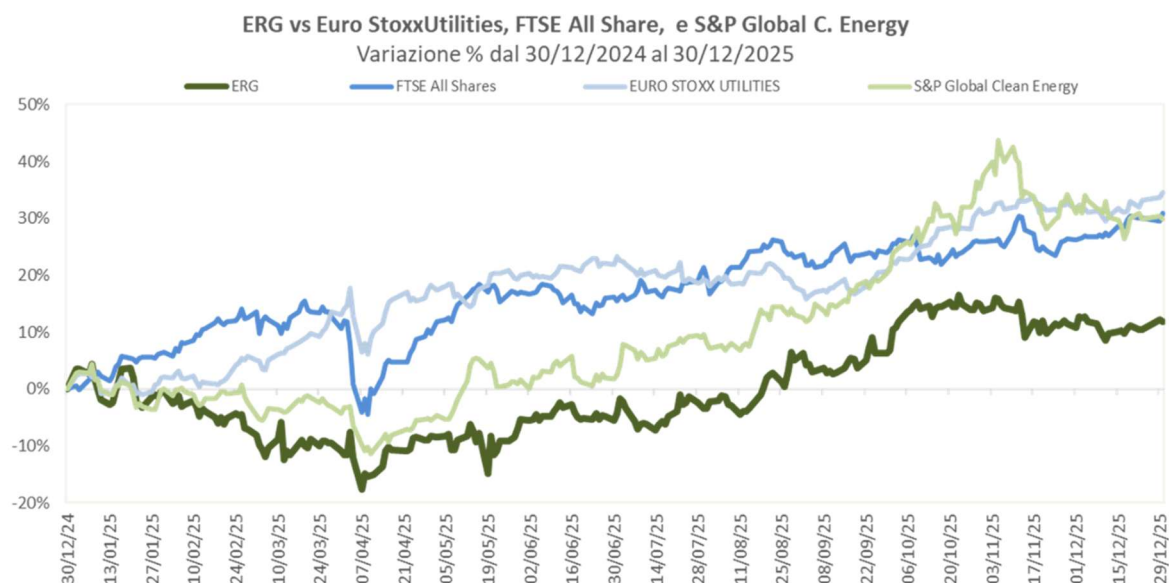
Volumi scambiati:

Volume massimo (20.05)	1.362.233
Volume minimo (13.08)	85.431
Volume medio	338.618

La capitalizzazione di borsa a fine anno ammonta a circa 3.304 milioni di euro (2.954 milioni di euro alla fine del 2024).

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

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 31 dicembre 2025



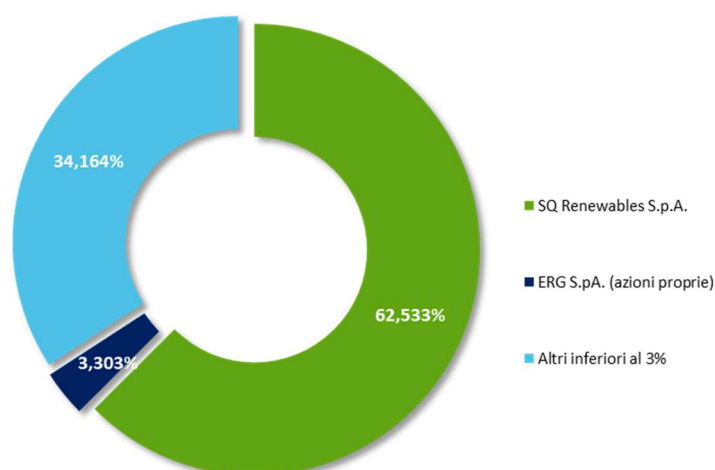
Programma di acquisto azioni proprie

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 31 dicembre 2025:



Highlights

(milioni di Euro)		Reported ⁽¹⁾		Adjusted ⁽²⁾	
		Anno		Anno	
Principali dati economici		2025	2024	2025	2024
Ricavi		744	733	752	738
Margine operativo lordo		526	525	540	535
Risultato operativo netto		172	252	263	271
Risultato netto di Gruppo		65	187	155	175
Ebitda Margin %		71%	72%	72%	72%
Principali dati finanziari		2025	2024		
Capitale investito netto ⁽³⁾		4.165	4.246		
Patrimonio netto		2.045	2.223		
Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) ⁽⁴⁾		1.882	1.793		
Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) ⁽⁴⁾		2.119	2.023		
Leva finanziaria ante IFRS 16 ⁽⁵⁾		48%	45%		
Dati operativi		Anno			
		2025	2024		
Totale capacità installata a fine periodo	MW	3.974	3.845		
Nuova capacità installata del periodo		129			
di cui Italy Wind MW		0			
di cui Italy Solar MW		5			
di cui Italy Storage MW		13			
di cui Estero Wind MW		112			
di cui Estero Solar MW		0			
Totale produzioni di energia elettrica	GWh	7.241	6.959		
Produzioni legate alla nuova capacità del periodo		772			
di cui Italy Wind GWh		237			
di cui Italy Solar GWh		28			
di cui Estero Wind GWh		460			
di cui Estero Solar GWh		46			
Margine Operativo Lordo		540	535		
Italy Wind		231	250		
Italy Solar		96	90		
Estero Wind		212	192		
Estero Solar		18	24		
Corporate		(17)	(21)		
Ricavi netti unitari ⁽⁶⁾	Euro/MWh	99	102		
Investimenti ⁽⁷⁾	milioni di Euro	235	553		
Dipendenti a fine periodo	Unità	672	660		

⁽¹⁾ Gli indicatori economici *reported* sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli special items e le relative imposte correlate. Si precisa negli schemi *reported*, i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. I valori economici *reported* del periodo comparativo sono riesposti in applicazione dell'IFRS 5.

⁽²⁾ Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate e comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset svedese, in corso di cessione alla data di Bilancio.

⁽³⁾ Il Capitale Investito Netto include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia, ceduto nel gennaio 2026.

⁽⁴⁾ L'indebitamento finanziario netto include il contributo dell'asset eolico situato in Svezia, ceduto nel gennaio 2026, e 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.

⁽⁵⁾ 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 237 milioni.

⁽⁶⁾ 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.

⁽⁷⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del 2025 include l'impatto dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2025 nel Regno Unito (43 MW), mentre il dato comparativo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta negli Stati Uniti di un portafoglio eolico e solare per complessivi 317 MW.

Commento ai risultati del periodo

Nel 2025 i **ricavi adjusted** sono pari a 752 milioni, in aumento rispetto al 2024 (738 milioni), per effetto del pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 in gran parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa e da uno scenario prezzi in riduzione a partire dal secondo semestre del 2025.

Le produzioni, infatti, sono state pari a 7,2 TWh in aumento rispetto al 2024 (7,0 TWh) grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio in Italia, Francia, Germania, UK e Stati Uniti (+0,8 TWh di cui +0,3 negli USA), parzialmente compensato dalla straordinaria e persistente scarsa ventosità nel corso dell'anno (-0,5 TWh).

Il **margine operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 540 milioni, in aumento rispetto ai 535 milioni (+5 milioni, +1%) registrati nel 2024.

ITALIA

- **Eolico (-19 milioni):** margine operativo lordo pari a 231 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (250 milioni) per effetto delle minori produzioni registrate derivanti da una persistente e 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 2.462 GWh rispetto ai 2.479 GWh del 2024 per effetto della suddetta marcata minore ventosità (-10% a parità di perimetro) in parte compensata dal contributo dei nuovi asset in esercizio (+237 GWh).
- **Solare (+6 milioni):** margine operativo lordo pari a 96 milioni, in aumento rispetto al 2024 (90 milioni) per effetto del contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering ed al miglior irraggiamento in parte compensati da prezzi catturati inferiori. Le produzioni sono state pari a 282 GWh, in aumento rispetto ai 241 GWh del 2024.

ESTERO

- **Eolico (+20 milioni):** margine operativo lordo pari a 212 milioni, in aumento rispetto al 2024 (192 milioni) per effetto del contributo dei nuovi asset e dei migliori prezzi catturati in Est Europa e Francia, in parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa. Le produzioni totali risultano pari a 3.753 GWh rispetto ai 3.514 GWh del 2024 grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+460 GWh) in gran parte compensate dalla marcata minore ventosità (-6% a pari perimetro).
- **Solare (-6 milioni):** margine operativo lordo pari a 18 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (24 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati in Spagna in parte compensati dal pieno contributo dei parchi solari in USA e in Francia entrati in esercizio nel corso del 2024. Le produzioni sono state pari a 744 GWh nel 2025 rispetto ai 725 GWh del 2024 in incremento principalmente per il pieno contributo dei parchi in USA e Francia (+46 GWh) compensato dal minor irraggiamento diffuso.

Inoltre, il periodo ha beneficiato di minori costi in Corporate (+4 milioni) rispetto al 2024.

Complessivamente il contributo della capacità installata (circa +62 milioni) è in gran parte compensato dalle minori produzioni registrate pari a circa -47 milioni e dai prezzi di vendita inferiori.

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 263 milioni (271 milioni nel 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 276 milioni, in aumento rispetto al 2024 (263 milioni) principalmente per il pieno contributo nel 2025 degli assets americani (6 milioni)²¹ e della nuova capacità acquisita ed installata (10 milioni), solo in parte compensato dal termine della vita utile di alcuni parchi in Italia e Francia (3 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 155 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (175 milioni), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, i maggiori oneri finanziari (+22 milioni) che risentono principalmente del maggior indebitamento finanziario e minori imposte per 14 milioni.

Il **risultato netto di Gruppo reported** è pari a 65 milioni in diminuzione rispetto al 2024 (187 milioni). Il risultato comprende la svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna (46 milioni), a seguito della procedura di impairment test, la svalutazione

²¹ Consolidati dal 1° aprile 2024

dell'asset eolico situato in Svezia, in corso di cessione alla data di bilancio (26 milioni²²), oltreché le svalutazioni degli assets eolici, oggetto di Repowering (13,5 milioni) e fotovoltaici, oggetto di Revamping (3 milioni).

Nel 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 235 milioni (553 milioni nel 2024²³) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (28 MW) e Francia (18 MW), agli interventi di repowering in Francia (23 MW) e Germania (34 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (12,5 MW).

L'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** risulta pari a **1.882 milioni**, in aumento (+89 milioni) rispetto al 31 dicembre 2024 (1.793 milioni). La variazione riflette principalmente gli effetti della distribuzione dei dividendi agli azionisti (151 milioni²⁴), degli investimenti del periodo (235 milioni²⁵), del completamento del programma di acquisto azioni proprie (12 milioni), del pagamento delle imposte (47 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (414 milioni²⁶).

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 31 dicembre 2025, a 237 milioni in aumento rispetto al dato comparativo al 31 dicembre 2024 (229 milioni) per effetto dell'incremento della capacità installata.

²² Svalutazione rilevata in applicazione dell'IFRS 5 sull'asset eolico svedese (62 MW), ceduto in data 20 gennaio 2026.

²³ Il dato comparativo include l'impatto dell'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW complessivi).

²⁴ di cui 6 milioni alle minorities.

²⁵ L'importo include l'effetto dell'acquisizione avvenuta nel Regno Unito nel primo trimestre 2025 pari a 72 milioni.

²⁶ Include il margine operativo lordo *adjusted* e la variazione del capitale circolante.

Mercato di riferimento

[Scenario prezzi](#)

Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	Anno	
	2025	2024
Italia		
PUN ⁽¹⁾	116	109
Tariffa incentivante (GRIN) - Italia	55	42
TTF	36	35
CO2	74	65
Estero		
Francia	61	58
Germania	89	78
Polonia	111	107
<i>di cui Energia Elettrica</i>	104	96
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	6	11
Bulgaria	107	103
Romania	137	133
<i>di cui Energia Elettrica</i>	108	104
<i>di cui Certificato Verde</i>	29	29
Irlanda del Nord	115	109
Gran Bretagna	94	85
Spagna	65	63
Svezia SE4	60	50
MISO-MidAm	33	22
MISO-Illinois	39	28

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale.

QUADRO NORMATIVO - INCENTIVI E TARIFFE

INCENTIVI E TARIFFE ITALIA

Eolico	• Impianti entrati in esercizio prima del 2013: <i>feed-in premium</i> (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" riconoscendo al produttore il differenziale tra la tariffa aggiudicata in asta ed il prezzo di mercato, se più basso della tariffa (oppure retrocedendo al regolatore tale differenza, nei casi di prezzi di mercato superiori alla tariffa). 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. L'ultima asta ai sensi del DM 4 luglio 2019 si è svolta nel novembre 2024. • Il DM 30 Dicembre 2024 ha introdotto un nuovo meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili (DM FER-X), disciplinando una sola asta nell'anno 2025 con contingenti di potenza differenziati per tecnologia. L'incentivo, regolato mediante meccanismo di CfD a due vie, è riconosciuto per 20 anni sul 95% della produzione dell'impianto (oppure sulla base della producibilità, in casi particolari quali limitazioni alla produzione richieste dal gestore di rete). • Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti senza decurtazione tariffaria, Per incrementi di potenza inferiori al 20% viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9. La riduzione non è prevista per incrementi di potenza maggiori o uguali al 20%
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: • 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; • un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente; • 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. • Il DM 30 Dicembre 2024 ha introdotto un nuovo meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili (DM FER-X), disciplinando una sola asta nell'anno 2025 con contingenti di potenza differenziati per tecnologia. L'incentivo, regolato mediante meccanismo di CfD a due vie, è riconosciuto per 20 anni sul 95% della produzione dell'impianto (oppure sulla base della producibilità, in casi particolari quali limitazioni alla produzione richieste dal gestore di rete). • Rifacimenti ed integrali ricostruzioni possono partecipare alle aste, limitatamente alla nuova sezione di impianto, senza decurtazione tariffaria, Per incrementi di potenza inferiori al 20% viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9, oppure pari a 0,95 nei casi di incrementi di potenza maggiori od uguali al 20%

INCENTIVI E TARIFFE ESTERO

Germania	Eolico	- 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.
Francia	Eolico	- 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	- Introdotta 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. A partire dal 2026 la soglia per la partecipazione alle aste è abbassata a 200kW.
Bulgaria	Eolico	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	- 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	- Certificati Verdi per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare: 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 floor 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	<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>Retribución a la Operación</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

- 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'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 NELL'ESERCIZIO

UNIONE EUROPEA

- **Obiettivi europei al 2040**

La Commissione Europea ha presentato la proposta per il nuovo obiettivo climatico al 2040, fissando una riduzione del 90% delle emissioni nette di gas serra, da implementare tramite modifiche della legge sul clima europea. Il pacchetto si inserisce nel quadro post-2030 e risulta coerente con il CISA e con la Competitiveness Compass. La proposta introduce un approccio più flessibile rispetto al target 2030 del -55%, prevedendo strumenti di flessibilità tra settori per garantire una transizione economicamente efficiente e socialmente equa. Sono inoltre previsti incentivi per sviluppare un solido mercato delle rimozioni di CO₂, utili a compensare le emissioni residue nei settori più difficili da abbattere, insieme alla revisione dell'ETS e della normativa LULUCF. Dal 2036 potranno essere utilizzati crediti internazionali di alta qualità. La proposta è ora all'esame del Parlamento e del Consiglio.

- **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.

- **CISA – 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 CISA (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 CISA 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, con strumenti quali i contratti per differenze (CfD) eletti quale unica forma valida di supporto alle rinnovabili, per accelerarne la diffusione. Il nuovo strumento resterà in vigore fino al 31 dicembre 2030.

- **Phase out gas russo**

Il Parlamento Europeo e il Consiglio hanno raggiunto un accordo storico sull'uscita dal gas russo, prevedendo tuttavia un periodo transitorio. Nello specifico, per i contratti di breve durata, il termine ultimo per il gas trasportato via terra scadrà a giugno 2026, mentre per il GNL è previsto ad aprile 2026. Per i contratti di fornitura di lungo termine, invece, tali scadenze sono posticipate a gennaio 2027 per il GNL e a settembre 2027 per il gas via gasdotto. Tuttavia, qualora i target di riempimento delle riserve di gas non dovessero essere raggiunti entro inizio novembre 2027, sono previste delle deroghe. Il regolamento, oltre a rafforzare il potere di controllo della Commissione, impone agli Stati Membri di dotarsi di piani nazionali per la diversificazione delle proprie forniture.

- **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".

- **Grid Package**

A fine anno la Commissione ha pubblicato l'atteso pacchetto contenente differenti misure strategiche volte a modernizzare ed espandere le reti europee in linea con gli impegni climatici assunti. Tra gli elementi più rilevanti si sottolinea la semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti rinnovabili, il repowering, le BESS e le reti. In particolare, viene esteso anche alle reti il principio di Interesse Pubblico Prevalente sancito nella RED III. Inoltre, il Grid Package vieta la creazione di ampie zone non idonee alle rinnovabili. Altrettanto attesa è stata la pubblicazione delle linee guida sui CfD a due vie, e la loro integrazione ai PPA. Si tratta di un documento non vincolante volto a promuovere le migliori pratiche relative ai meccanismi di supporto pubblico. In particolare, la Commissione ravvisa l'esigenza di adeguare gli schemi incentivanti ai bisogni del sistema elettrico. A tal proposito le linee guida invitano gli Stati Membri a favorire meccanismi di tipo production-independent piuttosto che production-based.

- **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**

Nell'ambito del pacchetto Omnibus, il Consiglio ha adottato un regolamento di modifica del CBAM, che entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2026. Le modifiche introdotte riguardano principalmente profili procedurali e sono finalizzate a ridurre i costi di conformità e ad aumentare la chiarezza normativa, in particolare a beneficio delle PMI. In particolare, è stata introdotta una soglia *de minimis* che esclude dall'ambito di applicazione del CBAM le importazioni fino a 50 tonnellate annue. Sono inoltre previste ulteriori semplificazioni delle procedure di raccolta dei dati.

- **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.

- **Decreto-Legge 21 del 20 febbraio 2026 (c.d. DL Energia/Bollette)**

Il Decreto-legge 21/2026, presentandosi come un intervento volto a sostenere famiglie e imprese nella riduzione dei costi energetici, introduce misure che avranno effetti significativi sul comparto energetico e sugli operatori del settore.

Il decreto prevede un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025, l'aliquota è

incrementata di due punti percentuali, includendo le attività di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica.

Il decreto attribuisce ad ARERA il compito di definire un meccanismo di rimborso a favore dei produttori termoelettrici, limitatamente al gas utilizzato per la produzione elettrica immessa in rete, per coprire i costi connessi agli adempimenti ETS ed al trasporto gas, così come valuterà le condotte opportunistiche sul mercato elettrico all'ingrosso ai sensi del REMIT. La norma prescrive che il meccanismo di rimborso del costo ETS dovrà essere preventivamente autorizzato dalla Commissione Europea. Il decreto introduce un servizio di liquidità gestito da ARERA, con l'obiettivo di ridurre lo spread TTF-PSV.

Per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 20 Kw incentivati in Conto Energia (I-IV), viene introdotta l'opzione volontaria di aderire a uno "spalmaincentivi" per i Conti Energia in scadenza dal 2029, insieme alla possibilità di risoluzione entro il 30 settembre 2026.

Inoltre, introduce la riforma delle connessioni che prevede il superamento dell'approccio *first come first served*, a favore di un meccanismo più trasparente e non discriminatorio, che favorisce progetti con maggiori probabilità di realizzazione, oltre tempistiche ridotte per l'iter autorizzativo. Con l'entrata in vigore delle nuove regole ARERA, decadono le connessioni rilasciate a impianti non autorizzati o non validati dal gestore di rete. Gli operatori potranno partecipare alle nuove procedure ("*open season*") senza perdere le attività istruttorie non legate alla soluzione di connessione, e i procedimenti in corso riprenderanno dalla presentazione della nuova soluzione.

Attraverso il decreto viene ampliata la Bacheca PPA-GME per la contrattualizzazione a lungo termine di energia rinnovabile con garanzia pubblica di ultima istanza, con premialità per gli impianti ex-incentivati selezionati da Acquirente Unico.

- **Decreto-Legge 19 del 28 febbraio 2025 (c.d. 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.

- **Evoluzione normativa "Aree idonee":**

A 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.

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. 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. Il governo è intervenuto approvando a novembre il DL Energia. Tale normativa impone alle Regioni di individuare le aree idonee mediante legge regionale, senza possibilità di introdurre criteri più restrittivi rispetto a quelli stabiliti dalla normativa nazionale. Viene ridotta la buffer zone intorno ai complessi industriali, passando da 500 a 350 metri: gli attuali impianti rinnovabili non rientrano in tale definizione. È stata introdotta una definizione di impianto agrivoltaico a cui non si applicano le limitazioni previste per i PV a terra nei terreni agricoli. È stata confermata una clausola di salvaguardia per gli impianti per i quali fosse stata ottenuta una dichiarazione di procedibilità.

- **Correttivo TU FER**

Con il D.lgs. 178/2025 il governo è intervenuto per correggere alcuni aspetti procedurali relativi al Testo Unico FER (D.lgs. 190/2024).

Nello specifico sono state modificate alcune definizioni, tra cui quella di "infrastruttura essenziale"; è stata ridotta la durata di alcune procedure amministrative, tra cui l'Autorizzazione Unica; ed è stato creato a livello comunale un unico contact point. Positivo l'eliminazione della facoltà dei Comuni di appellarsi alla Presidenza del Consiglio per bloccare i progetti già autorizzati. Sono state inoltre modificate le misure di compensazione territoriale. È importante evidenziare che, per i progetti di *repowering*, la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) può essere utilizzata qualora il nuovo impianto occupi una superficie inferiore al 20% del suolo precedentemente interessato dall'impianto esistente, indipendentemente dall'incremento di capacità installata.

- **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.

- **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 si è tenuta un'unica asta a settembre 2025. Tale decreto ha previsto la realizzazione di un'asta competitiva al ribasso con contingenti dedicati (fotovoltaico e eolico onshore) per una capacità totale pari a 10GW. A dicembre sono stati pubblicati i risultati dell'asta, che ha evidenziato un alto livello di competitività tra gli operatori. Per quanto concerne la tecnologia fotovoltaica, a fronte di una capacità disponibile di 8GW sono stati assegnati 7,7 GW ad un prezzo medio ponderato pari a 56.825 €/MWh. Per contro, la capacità eolica contrattualizzata è stata pari a 940 MW, su una capacità disponibile pari a 2,5GW. Il prezzo medio ponderato dei progetti eolici aggiudicatari è stato pari a 72.851€/MWh. Il non raggiungimento dei contingenti obiettivo è stato in gran parte legato al meccanismo dei contingenti dinamici che per favorire la competizione riducevano la quota assegnabile al crescere del prezzo. Il Gruppo ERG è risultato aggiudicatario per i progetti di repowering relativi a Carlentini, Montaguto e Greci, ad un prezzo pari a 74.9 €/MWh. È rilevante notare come circa la metà della capacità eolica assegnata riguardi progetti di repowering, confermando la validità della strategia industriale assunta dal Gruppo ERG.

- **Aste FER NZIA**

A settembre è stato pubblicato l'aggiornamento delle Regole Operative del DM FER-X Transitorio che ha incluso specifiche regole per le aste NZIA riservate agli impianti fotovoltaici con capacità installata superiore ad 1 MW. Dando seguito a quanto previsto dal Regolamento europeo NZIA, sono stati definiti dei *non-price criteria* che premiano la resilienza. In particolare, la normativa italiana ha previsto che almeno uno tra moduli, le celle o inverter non debba essere prodotto o assemblato in Cina o da un'azienda riconducibile ad una proprietà cinese.

- **Energy Release 2.0**

A novembre sono state pubblicate le regole operative per l'implementazione dell'Energy Release, la misura di supporto che mira a concedere agli energivori un prezzo calmierato dell'elettricità (65€/MWh) per tre anni a fronte di un impegno volto a sostenere lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili per una potenza complessiva doppia rispetto all'energia anticipata. A luglio la misura ha ricevuto il via libera dalla Commissione Europea, che, attraverso una Comfort Letter, ha introdotto un'asta competitiva al ribasso per la sottoscrizione di CfD a due vie ventennali con il GSE. Le regole operative hanno specificato che, una volta terminati i vent'anni di restituzione, l'eventuale vantaggio residuo debba essere ripagato attraverso l'estensione degli obblighi contrattuali per un massimo di ulteriori vent'anni, la liquidazione del vantaggio, la cessione degli asset al GSE.

• MACSE

Il 30 settembre 2025 si è tenuta la prima asta relativa al MACSE, il nuovo strumento di supporto ideato da Terna per sostenere lo sviluppo delle BESS in Italia. Con tale misura, il TSO mira a garantirsi un elevato livello di flessibilità per gestire le sfide derivanti dalla trasformazione energetica. Il contingente messo ad asta è stato pari a 10 GWh ripartito tra le zone di mercato del centro-sud, sud e isole. Seppure siano previste ulteriori aste negli anni a venire, non è stata ancora pubblicata una programmazione delle stesse. Nonostante il cap price fissato a 37.000€/MWh/anno, il prezzo medio ponderato aggiudicato è stato pari a 12,959€/MWh/anno: l'asta è stata fortemente partecipata, con offerte superiori di oltre quattro volte la capacità richiesta da Terna. La maggior parte della capacità è stata aggiudicata da ENEL ed ENI.

• 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.

• Implementazione della RED III

Il Parlamento tedesco ha approvato la legge di attuazione della RED III. La normativa velocizza l'iter autorizzativo per gli impianti rinnovabili: le domande possono essere presentate a un'unica autorità e a partire da novembre il processo sarà completamente digitalizzato. Vengono introdotte "zone di accelerazione" per l'eolico onshore, dove turbine e impianti di accumulo possono essere co-locati e autorizzati più rapidamente. L'approvazione dei progetti fuori da queste zone sarà comunque soggetta a tempi certi, da 1 mese a 2 anni. La legge prevede anche procedure semplificate per il repowering, con coinvolgimento rapido delle autorità militari e aeronautiche.

• Semplificazione per le BESS

Il Parlamento federale tedesco ha approvato un emendamento al Testo Unico dell'Edilizia come parte di un pacchetto omnibus che contiene, fra l'altro, riferimento alle connessioni di rete, e la digitalizzazione delle procedure autorizzative. Per quanto concerne le BESS di potenza maggiore a 1 MW, l'emendamento ha introdotto una procedura di permitting semplificata (entro tre mesi) considerandole di pubblico interesse. Parallelamente va evidenziato come il Parlamento abbia abrogato la disposizione che prevedeva una doppia tassazione imposta alle BESS nel momento di carica e scarica dalla rete. Parallelamente, va evidenziato che il Parlamento ha abrogato la disposizione che prevedeva una doppia imposizione tariffaria a carico delle BESS nelle fasi di prelievo e di immissione in rete, rendendole conseguentemente più efficienti sotto il profilo economico.

• Aiuti di Stato a favore delle industrie tedesche

Il governo ha approvato un pacchetto di misure volto a ridurre il costo delle bollette elettriche per i consumatori industriali e agricoli, attraverso l'introduzione di nuovi sussidi statali pari a 6,5 miliardi di euro per il 2026 e a 26 miliardi di euro complessivi per i successivi quattro anni. Secondo le stime, le tariffe di rete si ridurranno in media di oltre il 50%, passando da 66,50 €/MWh a 28,60 €/MWh. L'obiettivo delle misure è duplice: da un lato sostenere la competitività del sistema industriale tedesco, dall'altro incentivare l'elettrificazione dei consumi industriali.

• Tassazione energia elettrica

Il Bundesrat ha approvato una serie di modifiche alla Legge sull'Energia Elettrica, in vigore dal 23 dicembre 2025, con l'obiettivo di ridurre gli oneri amministrativi e semplificare il trattamento fiscale per fotovoltaico, sistemi di accumulo e infrastrutture di ricarica, mantenendo al contempo le agevolazioni per industria, agricoltura e silvicoltura ai livelli minimi previsti dall'UE. Le nuove regole riconoscono formalmente gli accumuli come asset di flessibilità, evitando la doppia tassazione dell'energia immessa e prelevata e migliorando la bancabilità dei progetti ibridi. Le batterie e gli operatori FER sono inoltre parzialmente esentati dagli obblighi tipici dei fornitori, mentre gli impianti FV sotto i 2 MW non sono più classificati come "supplier". Viene introdotta una definizione uniforme di "impianto" e abolito il raggruppamento su più siti. Per la mobilità elettrica, il soggetto passivo diventa l'operatore del punto di ricarica, con esenzione per la ricarica bidirezionale quando l'energia resta onsite. Sono infine rivisti gli elenchi delle tecnologie rinnovabili esenti, da cui escono biomasse, biogas da reflui e gas da discarica.

• Meccanismo di supporto a favore dell'inerzia sintetica

La Germania è il primo Paese europeo a introdurre un meccanismo di mercato per remunerare la fornitura di inerzia sintetica da parte di impianti con inverter grid-forming, come i sistemi BESS, resi necessari dall'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili. I gestori di rete tedeschi hanno lanciato il primo meccanismo di approvvigionamento *market-based* per la riserva istantanea, uno strumento necessario per garantire la stabilità del sistema elettrico nel lungo periodo. La domanda di questa forma di riserva è in forte crescita a causa dei cambiamenti strutturali del mix elettrico e dei volumi sempre più elevati di scambi transfrontalieri. Con il progressivo phase-out delle centrali convenzionali, la fornitura dovrà provenire sempre più da risorse basate su convertitori, come BESS, eolico e fotovoltaico. I volumi di approvvigionamento derivano dal *System Stability Report 2025*, mentre il quadro regolatorio è stato definito dall'Agenzia federale delle reti nell'aprile 2025. Il nuovo schema, attivo dal 22 gennaio 2026 al 31 dicembre 2031, prevede remunerazione a prezzo fisso per la disponibilità di riserva, con contratti da due a dieci anni. L'iniziativa dei TSO tedeschi rappresenta un primo standard europeo nel procurement di riserva istantanea.

FRANCIA

• PPE3 – Programma pluriennale energetico

Il governo francese ha pubblicato il decreto 2026-76 del 12 febbraio 2026 relativo alla nuova programmazione energetica, meno ambizioso rispetto alla bozza diffusa nel marzo 2025 sul fronte delle rinnovabili, ma mantenendo gli attesi target di capacità e il calendario delle aste CfD. Restano infatti previste due aste annue da 925 MW ciascuna per l'eolico onshore e aste da 1 GW per il fotovoltaico. Il target eolico al 2030 viene leggermente rivisto al ribasso, da 33 a 31 GW, così come il PV da 54 a 48 GW. Parallelamente, prende forma il modello ibrido di mercato atteso per il settore BESS: da un lato RTE centralizza il monitoraggio dello sviluppo delle soluzioni di flessibilità, con raccomandazioni annuali; dall'altro, il governo integra i sistemi di accumulo nei mercati esistenti: spot, servizi di sistema tramite aste dedicate Enedis/RTE e capacity market aggiornato.

• 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. 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.

- **Legge Finanziaria per il 2026**

La *Loi de finances* 2026, pubblicata il 20 febbraio, contiene misure rilevanti per gli impianti rinnovabili, incluse modifiche all'imposta IFER per fotovoltaico ed eolico. L'articolo 183 inoltre introduce un nuovo meccanismo di *déplafonnement* dei premi negativi: tutti i contratti post-2022 con *complément de rémunération* e un limite massimo alle somme dovute in caso di premi mensili negativi saranno modificati con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2050. La CRE pubblicherà un parere con gli scenari di prezzo di mercato alla base dei prezzi-soglia annuali, specifici per tecnologia. Successivamente, i Ministeri dell'Energia e del Bilancio adotteranno un decreto con i valori definitivi. Eventuali restituzioni relative agli anni 2022–2025 potranno essere determinate una volta conclusa la consultazione e definiti i prezzi soglia da parte dell'Autorità di regolazione competente.

- **Compensazione ore negative impianti incentivati**

Nel mese di settembre il Ministero ha pubblicato un nuovo decreto volto a garantire ai produttori beneficiari del meccanismo di *Complément de Rémunération* la compensazione anche durante le ore di prezzo negativo, a condizione che essi si impegnino a adeguare la propria produzione alle esigenze del sistema elettrico, interrompendo l'immissione in rete nei periodi caratterizzati da prezzi negativi. Al fine di preservare un adeguato livello di flessibilità operativa, il governo ha introdotto una buffer zone fino a -0,10 €/MWh, entro la quale gli impianti possono continuare a produrre. Al di sotto di tale soglia, per poter beneficiare della compensazione, gli impianti sono tenuti a cessare l'immissione di energia in rete. È inoltre prevista una finestra temporale di 5 minuti prima e dopo l'evento di prezzo negativo, volta a garantire una maggiore flessibilità di esercizio. Per quanto riguarda invece gli impianti incentivati tramite *Obligation d'Achat*, è ora consentita la partecipazione al mercato del bilanciamento.

- **Nuovo decreto sugli impianti eolici onshore in prossimità di siti militari**

Il decreto stabilisce in maniera più trasparente vincoli e restrizioni per la costruzione di impianti eolici onshore vicino alle installazioni militari. In particolare, è vietata la costruzione entro un raggio di 5 km dalle installazioni militari. Tra 5 e 15 km è richiesta un'analisi obbligatoria da parte del Ministero della Difesa. In caso di opposizione, il Ministero delle Forze Armate è ora tenuto a motivare il proprio diniego. Oltre i 15 km, gli impianti sono presumibilmente privi di effetti negativi sugli interessi militari. Superati i 70 km, gli impianti con altezza inferiore ai 200 metri sono considerati compatibili. Il decreto non fornisce indicazioni specifiche sui progetti di repowering. Pur riducendo il potere discrezionale precedentemente attribuito al Ministero della Difesa, il provvedimento mantiene intatto il diritto di veto in specifiche casistiche.

- **Aggiornamento TURPE e nuove regole per l'accumulo elettrochimico**

La nuova versione del TURPE 7 introduce una tariffa transitoria e opzionale dedicata ai sistemi di accumulo elettrochimico (BESS), con l'obiettivo di incentivarne un funzionamento più coerente con le esigenze di rete. Applicabile dal 1° agosto 2026, la tariffa può essere scelta volontariamente dagli operatori, che dovranno però mantenerla per almeno 12 mesi. La CRE intende così passare da un modello di utilizzo "market-driven" a uno "grid-driven", disponibile inizialmente solo in alcune aree della rete caratterizzate da picchi più prevedibili. La deliberazione introduce un meccanismo di prezzo differenziato in funzione del consumo locale e della produzione rinnovabile, consentendo ai BESS di accedere per la prima volta a tariffe opzionali e geolocalizzate, anche negative nelle ore di punta in zone ad alta penetrazione FER. L'obiettivo è valorizzare i servizi offerti dalle batterie, e non più solo penalizzarle tramite costi di accesso. La CRE prevede di estendere questo strumento a tutta la Francia continentale con il TURPE 8.

- **Legge No. 2025-127**

Il nuovo decreto, in vigore dal 25 dicembre 2025, autorizza EDF OA a richiedere ai produttori la riduzione o l'arresto della generazione durante i periodi di prezzo negativo. La misura si applica agli impianti eolici e fotovoltaici a terra di potenza pari o superiore a 10 MW e agli impianti FV su edificio oltre i 12 MW. Le richieste di limitazione devono essere comunicate con un preavviso D-1: fino al 31 dicembre 2027 almeno 30 minuti prima dell'orario di accesso alla rete (ossia entro le 16:30 del giorno precedente), mentre dal 2028 il preavviso sale a 2 ore. I produttori ricevono una compensazione mensile, calcolata come se EDF OA avesse acquistato la produzione stimata nelle fasce in cui si sono conformati: pari al 25% della tariffa per l'eolico e al 47% per il fotovoltaico.

- **Introduzione capacity market centralizzato**

A gennaio 2026 la Commissione Europea ha approvato il meccanismo di capacity market francese nell'ambito della Regolamentazione sugli Aiuti di Stato. Focus nel nuovo meccanismo sarà la fornitura invernale di energia, a partire dall'inverno 2026/27. RTE si assicurerà la capacità in maniera centralizzata, con l'obiettivo di promuovere nuova capacità ad un costo minimo, per mezzo di price cap intermedi per la capacità esistente e cap sul volume per l'allocatione di contratti pluriennali. Il nuovo meccanismo sarà in vigore per 10 anni, secondo il meccanismo approvato dalla Commissione, salvo futuri cambiamenti e sono previsti contingenti dedicati per batterie e demand-response.

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'allocatione 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.

In parallelo alla 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.

- **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.

Inoltre, nel mese di ottobre l'Autorità regolatoria britannica (Ofgem) ha respinto la proposta di introdurre un meccanismo di cap and floor sulle tariffe TNUoS, ritenendo che tale intervento potesse avere un impatto negativo sulla concorrenza, a causa dei potenziali guadagni e perdite inattesi per i produttori.

- **Nuova Revisione della GB Pricing Methodology approvata da Ofgem**

Il Regno Unito ha avviato la revisione triennale della "GB Pricing Methodology", che introduce deroghe all'Articolo 6 del Regolamento UE 2019/943, mantenuto nella legislazione nazionale post-Brexit. Nel 2025 il TSO NESO ha pubblicato una proposta di aggiornamento della metodologia, poi approvata da Ofgem il 20 maggio. Il nuovo impianto definisce quando applicare il marginal pricing (pay-as-cleared) per la valorizzazione dell'energia di bilanciamento e in quali casi ricorrere invece a metodi alternativi, con un approccio specifico per il mercato britannico. La metodologia aggiornata disciplina i prezzi dei servizi di bilanciamento legati a FCR, mFRR e RR, escludendo quelli destinati alla graduale eliminazione. L'Appendice B della versione 2.0 indica per ciascun prodotto se il prezzo è pay-as-cleared o pay-as-bid. Per il Balancing Mechanism, che resta pay-as-bid, NESO prevede una revisione strutturale nell'ambito del più ampio programma REMA.

- **Aggiornamento del codice di rete per migliorare integrazione delle batterie**

La modifica GC0166 al Grid Code, pubblicata da Ofgem il 22 ottobre, introduce nuovi parametri per migliorare l'integrazione dei sistemi di accumulo (BESS) nel Balancing Mechanism. La riforma si collega alla modifica P499 del Balancing & Settlement Code, approvata dal BSC Panel, e introduce tre nuovi elementi chiave: il *Maximum Delivery Offer* (MDO), il *Maximum Delivery Bid* (MDB) e il *Future State of Energy* (FSOE). Questi parametri, di natura dinamica, consentono una rappresentazione più accurata della capacità reale degli Electricity Storage Modules, aumentando la visibilità sul loro stato di carica e favorendone un uso più frequente nell'ordine di dispacciamento, con conseguente riduzione degli skip rate. L'obiettivo è definire una soluzione strutturale per la comunicazione del SoC tra batterie e control room del TSO. L'avvio è previsto per il 5 novembre 2025, mentre l'implementazione della P499 avverrà il 25 giugno 2026.

- **Finanziamento del meccanismo di supporto alle rinnovabili tramite il bilancio pubblico**

Il governo britannico ha deciso di finanziare parzialmente il meccanismo delle Renewable Obligation (RO) per un periodo di tre anni, spostando una parte significativa dei costi dalle bollette domestiche al bilancio pubblico: con una variazione dell'indicizzazione, da RPI a CPI a partire da anno fiscale 2026-27. Dal 2026 al 2029 lo Stato rimborserà ai fornitori il 75% della quota domestica del sistema RO, con un costo stimato di circa 2,3 miliardi di sterline l'anno. La misura dovrebbe garantire un risparmio medio dell'8% sulle bollette elettriche delle famiglie, anche se l'intervento resta limitato al triennio indicato. Introdotto come primo schema di sostegno alle rinnovabili del Regno Unito, il RO è finanziato tramite oneri ambientali che, insieme ai prelievi destinati a CfD, Capacity Market e al modello RAB per Sizewell C, sono previsti in forte crescita fino a sfiorare i 19 miliardi di sterline entro il 2030.

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 contrattare 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. In questa direzione, si segnala inoltre che, nel mese di ottobre, la Commissione Nazionale per i Mercati e la Concorrenza (CNMC) ha approvato modifiche urgenti e temporanee alle procedure operative della rete elettrica spagnola, proposte dal TSO, in materia di controllo della tensione. Tali interventi introducono obblighi più stringenti a carico dei produttori, finalizzati a compensare le carenze di riserva a salire e a rafforzare i requisiti di raccolta dei dati.

- **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).

- **Modifiche del Regimen Especifico a favore dell'ibridizzazione**

Il Ministero è intervenuto sul Regimen Especifico (RECORE) modificando alcuni parametri rilevanti per il calcolo delle ore equivalenti, includendo anche le ore soggette a *curtailment* per limitazioni tecniche o caratterizzate da prezzi negativi, purché tali condizioni si protraggano per almeno sei ore consecutive. Le nuove disposizioni consentono l'integrazione di sistemi di accumulo con impianti esistenti già beneficiari di incentivi. In tal modo, anche i progetti ibridi (FER + BESS) possono accedere ai meccanismi di compensazione. La misura risulta favorevole in quanto contribuisce ad aumentare la flessibilità complessiva del sistema elettrico spagnolo.

- **Nuove misure di sostegno a favore delle FER e BESS**

A seguito del blackout che ha colpito la Spagna in aprile, con un apposito Decreto Reale, il Ministero della transizione ecologica si è attivato al fine di promuovere lo sviluppo di rinnovabili e di BESS, in particolar modo in configurazione ibrida. Parallelamente, il governo mira a favorire l'elettrificazione dei consumi, con particolare attenzione a quelli industriali, prevedendo una semplificazione delle procedure di connessione. In aggiunta, il Ministero si è impegnato a pubblicare entro nove mesi una roadmap nazionale per favorire i progetti di repowering, definendo specifici obiettivi, strumenti di finanziamento e procedure regolatorie.

- **Nuova disciplina delle connessioni**

Il nuovo regolamento disciplina la metodologia e le condizioni di accesso e connessione alle reti di trasmissione e distribuzione per gli impianti di domanda elettrica, incluse le installazioni di accumulo, sia nuove sia modificate. La capacità di accesso viene determinata sulla base di tre criteri tecnici: robustezza, comportamento statico della rete e stabilità dinamica, applicati a livello nodale e zonale. Per la domanda convenzionale, la capacità di accesso è ferma e garantisce il diritto alla fornitura continuativa. Per gli accumuli in modalità consumo, la capacità è invece classificata come flessibile e può essere soggetta a limitazioni in tempo reale dal gestore di rete. Il regolamento introduce inoltre limiti di potenza specifici per tensione e sistema e consente l'uso di criteri probabilistici. REE pubblicherà mappe mensili di capacità a partire dal 2 febbraio 2026, data dalla quale la nuova metodologia si applicherà alle richieste di accesso.

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.

- **Romania: eliminazione della doppia tassazione per i sistemi di accumulo**

L'ANRE ha approvato le nuove Norme Metodologiche che eliminano la doppia tassazione dell'energia immessa in rete dai sistemi di accumulo, introducendo importanti esenzioni per favorire la diffusione dello storage in Romania. Il provvedimento esenta dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione, distribuzione e dei servizi di sistema l'energia precedentemente stoccata e successivamente reimmessa in rete, oltre a rimuovere l'obbligo di acquistare certificati verdi per tali volumi. Le tariffe di rete re

tano invece dovute per l'energia autoconsumata dagli stessi sistemi, comprese le perdite tecnologiche. Il regolamento introduce anche una procedura unificata, applicabile agli operatori concessionari e non, e si allinea alle raccomandazioni ACER sul trattamento tariffario differenziato e sugli incentivi alla flessibilità.

- **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 addizionale 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 si sono tenute nella seconda metà del 2025. 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. È stata implementata una modifica ai de-rating factor per favorire gli impianti a carbone rispetto alle batterie, che si erano assicurate grandi porzioni di capacità disponibile.

- **Polonia: riforma delle connessioni di rete**

La riforma, in vigore da agosto, mira a rendere il processo di connessione più efficiente e trasparente. Per modifiche tecniche minori è previsto un processo accelerato parallelo. In caso di correzioni di errori di lieve entità commessi durante la fase di application, tali modifiche possono essere effettuate entro 14 giorni dalla notifica, senza alterare i termini previsti per la valutazione originale. Inoltre, viene introdotta una nuova opzione che consente ai richiedenti di richiedere condizioni di connessione per installazioni con potenza inferiore rispetto alla capacità inizialmente prevista, in base alla disponibilità nell'area interessata.

STATI UNITI

- **Approvazione One Big Beautiful Bill Act**

Il Congresso ha approvato la nuova legge finanziaria proposta dall'amministrazione Trump, introducendo importanti modifiche agli incentivi per le energie rinnovabili previsti dall'Inflation Reduction Act (IRA) adottato sotto l'amministrazione Biden. La normativa stabilisce che, per poter beneficiare degli incentivi dell'IRA, gli impianti dovranno entrare in servizio entro la fine del 2027. Contestualmente, vengono introdotte nuove imposte sui progetti fotovoltaici e eolici, mentre i crediti d'imposta sugli investimenti e sulla produzione precedentemente previsti vengono eliminati, con l'eccezione dei sistemi di accumulo (BESS). La legge prevede inoltre una tassa aggiuntiva per i progetti eolici e fotovoltaici completati dopo il 2027 se realizzati con componenti fabbricati in Cina.

RISULTATI PER PAESE

(milioni di Euro)		Anno		
Ricavi <i>adjusted</i>		2025	2024	Δ
Italia		409	418	(9)
Esteri		343	319	24
	Francia	111	100	11
	Germania	45	55	(10)
	UK & Nordics	70	54	17
	Spagna	18	24	(6)
	Est Europa	67	68	(0)
	Stati Uniti	31	18	13
Corporate		40	39	1
Ricavi <i>infrasettori</i>		(40)	(37)	(2)
Totale ricavi <i>adjusted</i>		752	738	14
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>				
Italia		326	339	(13)
Esteri		231	216	14
	Francia	65	51	14
	Germania	25	34	(9)
	UK & Nordics	40	30	9
	Spagna	6	15	(9)
	Est Europa	50	54	(4)
	Stati Uniti	45	32	13
Corporate		(17)	(21)	4
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>		540	535	5
Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>				
Italia		(129)	(126)	(3)
Esteri		(143)	(133)	(10)
	Francia	(47)	(46)	(2)
	Germania	(21)	(21)	0
	UK & Nordics	(21)	(17)	(4)
	Spagna	(12)	(12)	0
	Est Europa	(19)	(19)	(0)
	Stati Uniti	(24)	(18)	(5)
Corporate		(4)	(4)	0
Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>		(276)	(263)	(13)
(milioni di Euro)		Anno		
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>		2025	2024	Δ
Italia		197	213	(16)
Esteri		87	83	4
	Francia	18	6	12
	Germania	4	12	(9)
	UK & Nordics	19	13	6
	Spagna	(6)	3	(8)
	Est Europa	31	35	(4)
	Stati Uniti	22	14	8
Corporate		(22)	(25)	4
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>		263	271	(8)
Investimenti ⁽¹⁾				
Italia		74	135	(61)
Esteri		155	413	(258)
	Francia	19	142	(123)
	Germania	29	9	20
	UK & Nordics	106	26	81
	Spagna	0	0	0
	Est Europa	0	0	0
	Stati Uniti	1	236	(235)
Corporate		5	5	1
Totale investimenti		235	553	(318)

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

Nel corso dell'esercizio il gruppo ha avviato il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) a Vicari (Palermo). L'impianto, situato all'interno della sottostazione elettrica di ERG a cui sono connessi i vicini parchi eolici di Vicari (37,5 MW) e di Roccapalumba (46,8 MW), ha una potenza di 12,5 MW.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.468 MW nell'eolico, 180 MW nel solare e 12,5 MW in impianti di Storage.

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.661	1.643	18
<i>Eolico</i>	1.468	1.468	-
<i>Solare</i>	180	175	5
<i>Storage</i>	13	-	13
Produzioni (GWh)	2.744	2.720	24
<i>Eolico</i>	2.462	2.479	(17)
<i>Solare</i>	282	241	41
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	19%	20%	-1%
<i>Solare</i>	18%	16%	2%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	144	149	(5)
<i>Eolico</i>	118	125	(7)
<i>Solare</i>	371	399	(29)

⁽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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 2.744 GWh, di cui 2.462 GWh da fonte eolica e 282 GWh da impianti fotovoltaici, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (2.720 GWh di cui 2.479 da fonte eolica e 241 GWh da fonte solare), per effetto del pieno contributo derivante dagli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e 2025 ed al revamping solare, sostanzialmente compensato dalla minore ventosità registrata nel periodo.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	409	418	(9)
<i>Eolico</i>	303	320	(16)
<i>Solare</i>	106	98	8
Margine operativo lordo adjusted	326	339	(13)
<i>Eolico</i>	231	250	(19)
<i>Solare</i>	96	90	6
Ammortamenti e svalutazioni	(129)	(126)	(3)
<i>Eolico</i>	(84)	(81)	(3)
<i>Solare</i>	(45)	(45)	0
Risultato operativo netto adjusted	197	213	(16)
<i>Eolico</i>	146	168	(22)
<i>Solare</i>	51	45	6
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	74	135	(61)
<i>Eolico</i>	61	116	(55)
<i>Solare</i>	5	11	(6)
<i>Storage</i>	8	8	0
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	80%	81%	-1%
<i>Eolico</i>	76%	78%	-2%
<i>Solare</i>	91%	92%	-1%

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

I **ricavi** registrati nel **2025**, pari a 409 milioni, risultano in riduzione rispetto al 2024 (418 milioni) per effetto della persistente e significativa minor ventosità del periodo rispetto alle medie storiche e dei minori prezzi catturati solo in parte compensati dal valore dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024) e dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati progressivamente in esercizio nel corso del periodo. 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, effettuate a prezzi inferiori rispetto a quelli che hanno influenzato il 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 GRIN e delle coperture, per ERG è stato pari a 118 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al 2024 (125 Euro/MWh).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 371 Euro/MWh (399 Euro/MWh nel 2024) in diminuzione per effetto delle sopracitate coperture.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Italia del **2025** è pari a 326 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (339 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (129 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al 2024 (126 milioni) per effetto del progressivo contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.

Investimenti

Gli **investimenti** in Italia del **2025 (74 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di repowering su due impianti eolici, alla realizzazione del Progetto di Storage (12,5 MW), 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).**

Il GME ha ricevuto l'incarico di sviluppare una piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione a lungo termine di energia rinnovabile e per stabilire 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 - Implementazione TIDE**

Il TIDE (Testo Integrato per il Dispacciamento Elettrico), entrato in vigore il 1° gennaio 2025, ha introdotto una riforma profonda del sistema elettrico italiano. La fase transitoria iniziale ha previsto la semplificazione di alcune regole per garantire una transizione graduale. Dal 1° febbraio 2026 è avviata la fase di consolidamento, durante la quale vengono completate le implementazioni previste dal TIDE, includendo gli adeguamenti emersi nel periodo transitorio. Seguirà una fase di assestamento, estesa oltre il 31 dicembre 2026, finalizzata alla piena attuazione del nuovo quadro regolatorio, con l'eccezione delle sezioni riguardanti le macro-zone di sbilanciamento. Tra le novità di rilievo, la separazione dei ruoli tra BRP e BSP, in precedenza entrambi attribuiti all'utente del dispacciamento, insieme all'introduzione della MTU a 15 minuti, elemento fondamentale per l'allineamento ai mercati europei. Anche i meccanismi di supporto quali FER-X transitorio sono stati adattati per garantire la coerenza con il TIDE, così come è stata definita la procedura di adesione alle piattaforme europee MARI e PICASSO.

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

ARERA ha ufficialmente determinato – con la Delibera 7/2026/R/efr del 27 gennaio 2026 – il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica per il 2025, ai fini della quantificazione, per l'anno 2026, degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi. Il valore stabilito è di 115,32 €/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).

- **Obblighi adeguamento impianti FER - Risoluzione ARERA 385/2025**

ARERA ha introdotto nuovi obblighi di adeguamento per gli impianti eolici e fotovoltaici connessi in media tensione, nell'ambito della procedura RIGEDI. Con la Delibera 385/2025, l'Autorità ha approvato le modifiche proposte da Terna all'Allegato A.72 del Codice di Rete, imponendo l'installazione del Controllore Centrale d'Impianto e l'attivazione di funzionalità avanzate. Le scadenze che prevedevano l'adeguamento entro il 28 febbraio 2026 per gli impianti ≥ 1 MW, senza compensazioni, sono state prorogate di 10 mesi. Le nuove prescrizioni comportano costi rilevanti e non pianificati. Restano aperti i confronti con Terna e ARERA per una possibile revisione degli obblighi e delle tempistiche, con tutti gli operatori che hanno evidenziato criticità.

- **ARERA – Risoluzione 566/2025: avvio graduale del procurement di FCR tramite meccanismi di mercato dal 2026**

ARERA introduce il nuovo Allegato A.83 al Codice di Rete, avviando la transizione verso l'approvvigionamento di Frequency Containment Reserve (FCR) tramite procedure di mercato. Il meccanismo entrerà gradualmente in operatività: dal 1° febbraio 2026 Terna avvierà la fase di test per capacità aggiuntiva, mentre fino al 31 luglio 2026 le unità oggi obbligate dovranno continuare a fornire gratuitamente la banda minima di FCR. Dal 1° agosto 2026 al 31 luglio 2028 tale banda sarà progressivamente ridotta, con un parallelo incremento della quota reperita tramite mercato; dal 1° agosto 2028 l'approvvigionamento avverrà esclusivamente tramite aste. È prevista una singola procedura giornaliera dopo la prima asta del MI e prima della fase MSD. Il sistema include reserve price definiti mensilmente (€/MW per quarto d'ora) e la remunerazione dell'energia misurata tramite dispositivi UVRP.

- **MASE – Stanziati fondi per lo sviluppo e il potenziamento della rete nelle regioni meno sviluppate**

Il MASE ha stanziato 379 milioni di euro per sostenere l'ampliamento e l'ammodernamento della rete elettrica nelle regioni meno sviluppate del Paese. Il provvedimento, indirizzato a Terna in qualità di unico concessionario della trasmissione nazionale, finanzia interventi per la realizzazione di nuove tratte di rete, la costruzione di stazioni elettriche e il repowering delle infrastrutture esistenti. L'obiettivo è favorire lo sviluppo di una smart grid capace di aumentare la quota di domanda soddisfatta dalla generazione distribuita da fonti rinnovabili, in particolare nel Mezzogiorno. Le regioni ammissibili includono Campania, Calabria, Basilicata, Sardegna, Sicilia, Molise e Puglia. I progetti dovranno essere completati entro il 2029, con finestra di presentazione delle domande aperta dal 15 settembre 2025 al 15 gennaio 2026. Gli investimenti attesi contribuiranno a liberare ulteriore capacità di rete per l'integrazione di nuovi impianti FER nel Sud Italia.

- **Mercato PPA con il GSE come garante di ultima istanza**

Il MPPA (Mercato per la negoziazione dei Power Purchase Agreement) è la nuova piattaforma organizzata dal GME per la compravendita di contratti di lungo termine (5–10 anni) di energia rinnovabile. Il suo obiettivo è rendere i PPA più accessibili, trasparenti e standardizzati, riducendo i rischi e favorendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Il MPPA è istituito dal Decreto n. 152 del 20 giugno 2025, che fornisce al GME le linee guida per la progettazione della piattaforma e i requisiti per la partecipazione sono in fase di definizione.

- **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 (1.603 MW operativi), in particolare in Francia (605 MW, in aumento a seguito dell'entrata in esercizio di un parco sviluppato e costruito internamente per 18 MW), Germania (330 MW), incrementati nel 2025 con il completamento del Repowering di un parco eolico (+3 MW incrementali), Polonia (142 MW), UK & Nordics (402 MW), incrementati, nel corso del 2025, con l'acquisizione di un parco eolico di 43 MW in Scozia e la costruzione e l'avvio del parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord), Romania (70 MW) e 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).

Come indicato nelle premesse, nel mese di gennaio 2026 il Gruppo ha ceduto gli impianti svedesi in un'operazione di riposizionamento geografico: nella presente Relazione, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati **adjusted** di UK & Nordics comprendono nell'attività ordinaria anche i risultati dell'asset svedese che risultava in corso di cessione alla data di Bilancio.

Francia

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	733	715	18
<i>Eolico</i>	<i>605</i>	<i>587</i>	<i>18</i>
<i>Solare</i>	<i>128</i>	<i>128</i>	<i>-</i>
Produzioni (GWh)	1.242	1.210	32
<i>Eolico</i>	<i>1.104</i>	<i>1.084</i>	<i>20</i>
<i>Solare</i>	<i>138</i>	<i>126</i>	<i>12</i>
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	<i>21%</i>	<i>21%</i>	<i>0%</i>
<i>Solare</i>	<i>12%</i>	<i>12%</i>	<i>1%</i>
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	88	82	6
<i>Eolico</i>	<i>88</i>	<i>82</i>	<i>6</i>
<i>Solare</i>	<i>85</i>	<i>81</i>	<i>5</i>

⁽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 **2025** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1.242 GWh, di cui 1.104 GWh da fonte eolica e 138 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al 2024 (1.210 GWh di cui 1.084 GWh da fonte eolica e 126 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto dei parchi entrati in operatività progressivamente nel corso del 2024 e del 2025, in parte compensato dalla ventosità inferiore alle medie storiche.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi <i>adjusted</i>	111	100	11
<i>Eolico</i>	99	90	9
<i>Solare</i>	12	10	2
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	65	51	14
<i>Eolico</i>	59	47	12
<i>Solare</i>	6	4	2
Ammortamenti e svalutazioni	(47)	(46)	(2)
<i>Eolico</i>	(42)	(40)	(2)
<i>Solare</i>	(5)	(6)	1
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	18	6	12
<i>Eolico</i>	17	7	10
<i>Solare</i>	1	(2)	2
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	19	142	(123)
<i>Eolico</i>	19	113	(94)
<i>Solare</i>	0	29	(29)
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	58%	51%	7%
<i>Eolico</i>	59%	52%	7%
<i>Solare</i>	51%	42%	9%

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

I **ricavi** registrati nel **2025** risultano pari a 111 milioni, in aumento rispetto al 2024 (100 milioni) per l'effetto perimetro derivante dai parchi entrati in esercizio nel corso del 2024 e 2025 e dell'aumento dei prezzi di vendita dell'energia, solo in parte compensato dalla minor ventosità.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 88 Euro/MWh risultano in aumento rispetto al 2024 (82 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 85 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 81 Euro/MWh del 2024.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Francia del **2025** è pari a 65 milioni, in aumento rispetto al 2024 (51 milioni), principalmente grazie all'effetto perimetro e ai migliori prezzi catturati.

Gli **ammortamenti** del periodo (47 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al 2024 (46 milioni) per il contributo dei parchi eolici e fotovoltaici sviluppati internamente.

Investimenti

Gli investimenti in Francia del **2025 (19 milioni)** si riferiscono principalmente alla finalizzazione 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 2024 includeva l'effetto dell'acquisizione di un portafoglio eolico e fotovoltaico (84 milioni) avvenuta nel primo trimestre 2024.

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 – Versamento Nucleare Universale**

Dal 1° gennaio 2026 entra infatti in vigore in Francia il nuovo *Versement Nucléaire Universel* (VNU), che sostituisce il meccanismo ARENH e segna un cambiamento strutturale profondo nel mercato elettrico. Il Paese passa infatti da un modello di accesso regolato a volumi nucleari a un sistema basato su *revenue cap*: il VNU non determina un prezzo, ma individua quando i ricavi medi del nucleare di EDF superano un livello ritenuto "ragionevole", applicando un prelievo sul surplus per finanziare crediti ai consumatori. Il meccanismo modifica il modo in cui il valore nucleare viene catturato e redistribuito, introducendo al contempo libertà per EDF di vendere

l'energia su tutti i mercati (spot, contratti di lungo termine, PPA nucleari). Ciò accresce la concorrenza per i fornitori e aumenta la necessità di contratti a prezzo fisso, potenzialmente a beneficio delle rinnovabili in scenari di rialzo dei prezzi. La valutazione relativa al livello di prezzo si basa sul rapporto della CRE "Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028", il cui obiettivo è stimare i costi completi di produzione del parco nucleare storico operato da EDF. La CRE ha fissato il costo completo del nucleare storico a 60,3 €/MWh (valore 2026), e i trigger price legati ad incrementi fiscali a 78€/MWh (tassazione del 50% sui ricavi ulteriori) e 110€/MWh (tassazione del 90% sui ricavi ulteriori). Tali soglie mirano a consentire a EDF di finanziare il rinnovo e l'espansione del parco nucleare e altri investimenti infrastrutturali, evitando al contempo ulteriori pressioni sul debito pubblico.

• 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.

• RTE – Outlook al 2035

RTE ha pubblicato l'aggiornamento delle proprie prospettive al 2035, documento preliminare che guiderà il governo nella definizione della PPE e della roadmap nazionale di elettrificazione. L'operatore sottolinea che una rapida elettrificazione consente di allineare più efficacemente domanda e produzione, riducendo i costi complessivi del sistema. Circa 30 GW di progetti industriali, digitali e per l'idrogeno dispongono già di diritti di accesso alla rete: anche un tasso di realizzazione del 60% permetterebbe un'accelerazione significativa della decarbonizzazione. RTE annuncia riforme all'accesso alla rete, maggiore selettività nelle prenotazioni di capacità e l'estensione dei meccanismi "fast track", overbooking e zone prioritarie. L'analisi mostra che una decarbonizzazione rapida riduce i costi di circa 7 €/MWh. Pur in presenza di un surplus attuale, RTE avverte che rischi di sotto-capacità restano più costosi dei rischi di sovra-capacità. Sono confermati, inoltre, investimenti di rete pari a 100 miliardi entro il 2040, necessari anche negli scenari di elettrificazione più lenti.

Germania – Eolico

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	330	327	3
Produzioni (GWh)	472	568	(96)
Load Factor % ⁽²⁾	16%	20%	-4%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	94	92	2

⁽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 2025 la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 472 GWh, in riduzione rispetto al 2024 (568 GWh) per effetto della persistente marcata minore ventosità registrata nel periodo.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	45	55	(10)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	25	34	(9)
Ammortamenti e svalutazioni	(21)	(21)	0
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	4	12	(9)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	29	9	20
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	55%	61%	-6%

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

I **ricavi** registrati nel 2025 risultano pari a 45 milioni, in riduzione rispetto al 2024 (55 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 94 Euro/MWh, risultano pertanto in lieve aumento rispetto al 2024 (92 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del 2025 risulta pertanto pari a 25 milioni, in riduzione rispetto al 2024 (34 milioni).

Investimenti

Gli investimenti in Germania del 2025 (29 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, alla costruzione di impianti eolici per 28 MW e all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici (34 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. Il governo tedesco ha rigettato la proposta di ENTSO-E, motivandola con la scelta di mantenere la liquidità del mercato e non minare la confidenza degli investitori.

UK & Nordics – Eolico

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	402	311	91
Produzioni (GWh)	711	588	123
Load Factor % ⁽²⁾	20%	22%	-2%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	65	60	5

⁽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 **2025** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 711 GWh, in aumento rispetto al 2024 (588 GWh), principalmente per effetto perimetro (130 GWh) grazie al contributo del parco acquisito in UK ad inizio 2025 e del parco greenfield costruito internamente in Nord Irlanda ed entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	70	54	17
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	40	30	9
Ammortamenti e svalutazioni	(21)	(17)	(4)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	19	13	6
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	106	26	81
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	57%	56%	0%

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

I **ricavi** registrati nel **2025** risultano pari a 70 milioni, in aumento rispetto al 2024 (54 milioni), principalmente per gli effetti della nuova capacità in esercizio nel corso del 2025 e ad una maggiore partecipazione al mercato di bilanciamento in Scozia.

I ricavi netti unitari si attestano a 65 Euro/MWh, in aumento rispetto al 2024 (60 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del **2025** si attesta a 40 milioni, in aumento rispetto al 2024 (30 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli **ammortamenti** del periodo (21 milioni) risultano in aumento rispetto al 2024 (17 milioni) per effetto perimetro derivante dell'acquisizione del parco eolico in Scozia avvenuta nel mese di gennaio 2025 (43 MW) e dall'entrata in esercizio del parco eolico costruito internamente in Irlanda del Nord (47 MW), entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics **2025 (106 milioni)** si riferiscono principalmente all'acquisizione di un parco eolico in Scozia (43 MW) e alla costruzione di un nuovo parco eolico in Nord Irlanda entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025 (47 MW).

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.

- Previsioni NESO sulle tariffe TNUoS 2026/27**

Il system operator britannico NESO ha pubblicato il Draft Forecast delle tariffe TNUoS per l'anno di applicazione 2026/27, valido dal 1° aprile 2026 al 31 marzo 2027. Il totale dei ricavi da recuperare dai generatori è stimato in 1.23 miliardi di sterline, in diminuzione di circa 40 milioni rispetto alla precedente Five-Year View. Il calo è principalmente attribuito alla riduzione dei ricavi attesi dalle tariffe locali offshore. NESO ha aggiornato anche la base di generazione, ora pari a 102.88 GW, riflettendo la migliore previsione dei progetti in arrivo. Di conseguenza, la tariffa media di generazione prevista scende a 11.95 £/kW, grazie al minor fabbisogno di ricavi e alla maggiore base imponibile. Contestualmente sono stati pubblicati anche i Draft Annual Load Factors per il 2026/27, utili ai generatori per aggiornare le previsioni personalizzate dei propri oneri TNUoS.

- 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.

- Dipartimento Economia - Riforma delle connessioni: socializzazione dei costi di potenziamento della rete**

La riforma approvata dal Dipartimento dell'Economia introduce un cambiamento strutturale nel modello di ripartizione dei costi di connessione alla rete elettrica in Irlanda del Nord, puntando a una socializzazione dei costi di potenziamento della rete di distribuzione. In pratica, chi si collega (famiglie, imprese o produttori) sarà responsabile solo delle opere direttamente necessarie per il proprio punto di connessione, mentre gli interventi di rinforzo della rete verranno ripartiti sull'intera base degli utenti. La misura mira a rimuovere una delle principali barriere allo sviluppo di nuovi allacciamenti, garantendo maggiore equità e prevedibilità per gli investitori e favorendo un accesso più uniforme alla rete. Il Dipartimento ha inoltre chiesto alla Utility Regulator, insieme a NIE Networks, di attuare rapidamente questo nuovo approccio, che segna una svolta verso un sistema più collettivo e meno oneroso per i singoli proponenti.

- EirGrid/Soni – Nuova guida per l'implementazione del rebalancing nelle rinnovabili**

EirGrid e SONI hanno pubblicato la *Market Participants Guide – A Guide to Rebalancing* dedicata al miglioramento del dispacciamento delle rinnovabili. L'iniziativa mira a rafforzare la capacità dei Control Centres di gestire la generazione eolica e solare, introducendo un approccio più equo all'allocazione di constraint e curtailment. L'elemento chiave è il meccanismo di *rebalancing*, che consente di riallocare in tempo reale il curtailment tra le unità rinnovabili in base a variazioni delle condizioni meteo e della disponibilità degli impianti. Il processo sarà implementato tramite l'aggiornamento del Wind Dispatch Tool, con nuove funzionalità di dispatch e strumenti di supporto decisionale. La guida illustra le problematiche affrontate dalla *Scheduling and Dispatch initiative* e i principi applicativi del rebalancing. Il documento è indipendente dall'iniziativa SDP_01, che rimuoverà il priority dispatch per le rinnovabili, ma la cui tempistica resta incerta.

Spagna – Solare

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
Produzioni (GWh)	449	479	(30)
Load Factor % ⁽²⁾	19%	21%	-2%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	33	47	(14)

⁽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 2025 la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 449 GWh, in contrazione rispetto al 2024 (479 GWh) principalmente per effetto di un minor irraggiamento, per fermi degli impianti nelle ore in cui i prezzi erano negativi e per la partecipazione degli impianti ai mercati dei servizi ancillari.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	18	24	(6)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	6	15	(9)
Ammortamenti e svalutazioni	(12)	(12)	0
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	(6)	3	(8)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	33%	60%	-27%

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

I **ricavi** registrati nel 2025 risultano pari a 18 milioni in diminuzione rispetto al 2024 (24 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un 2024 che aveva beneficiato di prezzi di copertura superiori oltre alle sopra citate minori produzioni. I ricavi netti unitari si attestano a 33 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli del 2024 (47 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del 2025 si attesta a 6 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (15 milioni) a seguito dei minori ricavi.

East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) – Eolico

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
Produzioni (GWh)	657	710	(54)
Load Factor % ⁽²⁾	28%	30%	-2%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	95	87	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 2025 la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 657 GWh, in riduzione rispetto al 2024 (710 GWh) per effetto della minore ventosità registrata.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	67	68	(0)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	50	54	(4)
Ammortamenti e svalutazioni	(19)	(19)	(0)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	31	35	(4)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	0
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	74%	80%	-6%

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

I ricavi registrati nel 2025 pari a 67 milioni, risultano sostanzialmente in linea al 2024 (68 milioni), principalmente per effetto della sopracitata minor ventosità in parte compensata dell'incremento dei prezzi catturati in Polonia e Bulgaria. I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 95 Euro/MWh, in aumento rispetto al 2024 (87 Euro/MWh) per effetto dei sopracitati maggiori prezzi di vendita dell'energia.

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 2025 è pari a 50 milioni, in contrazione rispetto al 2024 (54 milioni). Si precisa che i risultati del periodo riflettono il rilascio di fondi rischi e oneri²⁷ in considerazione del venir meno dei rischi che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

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.

Romania

- OPCOM - Aggiornati prezzi e quota obbligatoria dei Certificati Verdi per il 2026**

OPCOM ha pubblicato il calendario delle sessioni di negoziazione e i valori aggiornati dei Certificati Verdi (GC) per il 2026. Come di consueto, l'adeguamento annuale riguarda solo il prezzo in lei, rivisto secondo il tasso di cambio leu/euro, mentre i valori in euro rimangono invariati. Il

prezzo minimo di scambio è fissato a 148.2201 lei/GC (29.4 €/GC), mentre il massimo è pari a 176.4525 lei/GC (35 €/GC). Parallelamente, ANRE ha aggiornato la quota obbligatoria di GC per i fornitori nel 2026 a 0.499387 GC/MWh, lievemente superiore rispetto allo 0.496 GC/MWh del 2025. Aumenta anche il consumo elettrico finale previsto, ora pari a 48.7 TWh. In assenza di novità regolatorie sui meccanismi di prezzo, gli impianti idonei continueranno a essere remunerati al valore minimo anche nel 2026.

Stati Uniti – Eolico e Solare

Si ricorda che i dati del 2024 riflettevano gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare acquisito negli Stati Uniti a partire dal 1° aprile 2024.

Risultati Operativi	Anno		
	2025	2024	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	317	317	-
<i>Eolico</i>	224	224	-
<i>Solare</i>	92	92	-
Produzioni (GWh)	966	684	282
<i>Eolico</i>	809	563	247
<i>Solare</i>	156	121	36
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	41%	29%	13%
<i>Solare</i>	19%	15%	4%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	26	26	(0)
<i>Eolico</i>	22	22	1
<i>Solare</i>	46	47	(1)
Ricavi netti unitari incluso PTC (Euro/MWh)	51	51	(0)
<i>Eolico</i>	51	52	(0)
<i>Solare</i>	46	47	(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).

²⁷ Il dato 2025 riflette il rilascio di fondi rischi per 4 milioni (di cui circa 3 milioni in Romania e 1,5 milioni in Polonia), mentre il dato comparativo rifletteva il parziale rilascio di fondi rischi per circa 9 milioni, di cui 6 milioni in Romania relativamente ai Certificati Verdi e 3 milioni in Polonia relativamente alle misure di clawback.

Nel 2025 la **produzione di energia** elettrica in Stati Uniti risulta pari a 966 GWh (di cui 809 GWh da fonte eolica e 156 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al 2024 (684 GWh, di cui 563 da fonte eolica e 121 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 22 Euro/MWh (51 Euro/MWh includendo i PTC), in linea rispetto al 2024, mentre quelli da fonte solare a 46 Euro/MWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2024 (47 Euro/MWh), e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.

Risultati economici	Anno		
	2025	2024	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	31	18	13
<i>Eolico</i>	<i>22</i>	<i>12</i>	<i>10</i>
<i>Solare</i>	<i>9</i>	<i>6</i>	<i>3</i>
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	45	32	13
<i>Eolico</i>	<i>39</i>	<i>27</i>	<i>12</i>
<i>Solare</i>	<i>6</i>	<i>5</i>	<i>1</i>
Ammortamenti e svalutazioni	(24)	(18)	(5)
<i>Eolico</i>	<i>(20)</i>	<i>(16)</i>	<i>(4)</i>
<i>Solare</i>	<i>(4)</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	22	14	8
<i>Eolico</i>	<i>19</i>	<i>12</i>	<i>7</i>
<i>Solare</i>	<i>3</i>	<i>2</i>	<i>0</i>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	236	(235)
<i>Eolico</i>	<i>0</i>	<i>182</i>	<i>(182)</i>
<i>Solare</i>	<i>0</i>	<i>54</i>	<i>(53)</i>
Ricavi adjusted e Altri proventi (PTC)	56	36	27
<i>Eolico</i>	<i>47</i>	<i>31</i>	<i>23</i>
<i>Solare</i>	<i>9</i>	<i>6</i>	<i>3</i>

I **ricavi** registrati nel 2025 risultano pari a 31 milioni, in aumento rispetto al 2024 (18 milioni) principalmente per effetto della piena contribuzione degli assets nell'anno rispetto al periodo comparativo che rifletteva il consolidamento dal 1° aprile del 2024. La voce comprende inoltre il rilascio positivo del *fair value* dei PPA per la quota di competenza del periodo.

I **ricavi e altri proventi (PTC)** risultano pari a 56 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 25 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 **margine operativo lordo *adjusted*** negli Stati Uniti del 2025 è pari a 45 milioni, in aumento rispetto al 2024 (32 milioni) principalmente grazie all'effetto perimetro di cui sopra. Si ricorda che il dato risulta influenzato dal prezzo dei PPA e dal provento sopracitato.

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*).

- **Notice 2025-42: chiariti i requisiti per avviare i lavori e accedere ai tax credit per eolico e fotovoltaico**

La Notice 2025-42 fornisce indicazioni aggiornate sui criteri per considerare iniziata la costruzione di impianti eolici e fotovoltaici ai fini dell'accesso ai tax credit statunitensi. I progetti che avviano i lavori entro il 2 settembre 2025 possono qualificarsi sia tramite l'avvio di attività fisiche significative sia sostenendo almeno il 5% dei costi. Dopo tale data e fino al 4 luglio 2026, i progetti sopra 1.5 MW devono

necessariamente dimostrare l'avvio tramite lavori fisici, mentre gli impianti FV fino a 1.5 MW possono continuare a qualificarsi con la regola del 5% dei costi di progetto. Tutti i progetti che non avranno iniziato la costruzione entro il 4 luglio 2026 dovranno entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2027. La guidance, meno restrittiva del previsto, offre maggiore certezza agli sviluppatori e non incide sulle regole per tecnologie diverse da eolico e solare.

- **FERC – Nuovi standard di affidabilità per gli impianti rinnovabili basati su inverter**

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha approvato nuovi standard di affidabilità dedicati alle inverter-based resources (IBR), principalmente impianti eolici e fotovoltaici, a fronte della loro crescente penetrazione nel sistema elettrico statunitense. Le regole rappresentano una tappa del percorso avviato con l'Order No. 901 del 2023, con cui FERC aveva incaricato NERC di sviluppare una serie strutturata di requisiti specifici per queste tecnologie. I nuovi standard impongono agli impianti IBR di rimanere connessi alla rete durante disturbi di tensione e frequenza, garantendo capacità di "ride-through" analoghe a quelle dei generatori sincroni. L'obiettivo è colmare gap regolatori esistenti e assicurare che le rinnovabili soddisfino aspettative di affidabilità comparabili a quelle delle fonti tradizionali.

PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

Conto Economico

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato, dove i risultati contabili relativi all'asset svedese, in corso di cessione alla data di Reporting, sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5, sia i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli special items e con l'inclusione dei risultati dell'asset svedese in corso di cessione alla data di Reporting che ha dato il pieno contributo economico nel 2025¹.

Il dato comparativo 2024 *reported* è stato riesposto indicando alla voce "Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute" il contributo dell'asset svedese al fine di facilitare la comprensione dell'andamento dei due periodi.

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

(milioni di Euro)		Reported			Adjusted		
		Anno			Anno		
Conto Economico		2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Ricavi	1	744	733	11	752	738	14
Altri proventi	2	51	52	(1)	50	51	(1)
Ricavi Totali		795	785	10	803	789	14
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	3	(9)	(10)	1	(9)	(10)	1
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(200)	(192)	(7)	(194)	(186)	(8)
Costi del lavoro		(60)	(58)	(2)	(60)	(58)	(2)
Margine Operativo Lordo		526	525	1	540	535	5
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(354)	(273)	(81)	(276)	(263)	(13)
Risultato operativo netto		172	252	(79)	263	271	(8)
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(45)	(22)	(23)	(50)	(27)	(22)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		4	(3)	7	(0)	(0)	(0)
Risultato prima delle imposte		131	226	(95)	214	244	(30)
Imposte sul reddito	7	(33)	(34)	1	(53)	(66)	14
Risultato netto attività continue		97	192	(95)	161	178	(17)
Risultato di azionisti terzi		(5)	(3)	(3)	(5)	(3)	(3)
Risultato netto attività continue di Gruppo		92	189	(97)	155	175	(20)
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	8	(27)	(2)	(25)	0	0	0
Risultato netto di Gruppo		65	187	(122)	155	175	(20)

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 2025 sono pari a 744 milioni, in aumento rispetto al 2024 (733 milioni) principalmente grazie al contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 in gran parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa e da uno scenario prezzi in riduzione a partire dal secondo semestre 2025.

2 - Altri proventi

Comprendono i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese.

Si precisa che nell'esercizio si è provveduto al parziale rilascio di fondi rischi (4 milioni), iscritti nell'ambito di alcune acquisizioni avvenute in periodi precedenti, nonché al rilascio di fondi relativi ad oneri potenziali in East Europe (4 milioni), per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

¹ Nel 2025 il margine operativo lordo dell'asset eolico svedese compreso nelle "Attività destinate ad essere cedute" è stato pari a 5 milioni (-27 milioni sul risultato netto, inclusivo della svalutazione dell'asset per -26 milioni in applicazione dell'IFRS 5).

Inoltre, 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 25 milioni nel 2025 (18,5 milioni nel periodo comparativo).

Si ricorda che il dato comparativo 2024 *reported* includeva la plusvalenza realizzata dalla vendita di opere d'arte a una parte correlata di ERG S.p.A. a valori di mercato iscritto nel patrimonio immobilizzato della holding ERG S.p.A. pari a 4 milioni.

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 2025 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 3 milioni;
- gli accantonamenti a fondi Business dismessi pari a circa 6 milioni.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli **ammortamenti adjusted** (276 milioni), in aumento rispetto al 2024 (263 milioni), si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici. L'incremento del periodo riflette il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti (9 milioni) e sviluppati internamente (7 milioni), solo in parte compensato dal raggiunto termine della vita utile di alcuni componenti dei parchi eolici (3 milioni).

Si precisa che i valori *adjusted* non includono:

- le svalutazioni dei parchi fotovoltaici in Spagna nell'ambito delle procedure di impairment test pari a 59 milioni;
- le svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, Francia e Germania, a seguito delle autorizzazioni di progetti di Repowering ottenute nell'esercizio, pari a 18 milioni;
- le svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali correlate a progetti di Revamping del portafoglio Solare Italia pari a 3 milioni;
- la svalutazione di immobilizzazioni immateriali correlate a progetti di sviluppo in Germania pari a circa 1 milione.

La voce include gli ammortamenti IFRS 16 pari a 10,2 milioni nel 2025 (9,6 milioni nel 2024).

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del 2025 ammontano a 50 milioni, in aumento rispetto al 2024 (22 milioni), il quale beneficiava di una remunerazione a breve termine particolarmente elevata sulla liquidità operativa e su quella destinata al rimborso dell'obbligazione emessa nel 2019 (in scadenza ad aprile 2025), in considerazione della fase del ciclo di politica monetaria. Tra gli effetti della variazione in aumento rientra anche il rifinanziamento della medesima obbligazione in scadenza nell'anno, ad una cedola più alta, benché il differenziale di rendimento sia stato notevolmente mitigato da operazioni di *prehedg*e stipulate nel 2020 a tassi estremamente competitivi rispetto a quelli vigenti alla data di emissione (luglio 2024).

Lo scostamento rispetto all'anno precedente è anche riconducibile a minori oneri finanziari capitalizzati, all'accounting della Tax Equity Partnership del portafoglio USA e all'impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 sulle acquisizioni del periodo e sui nuovi parchi sviluppati internamente.

Il costo medio ponderato annuo del debito a medio-lungo termine nel 2025 si è attestato all'1,8% rispetto all'1,6 % del 2024.

I valori *adjusted* nel 2025 non includono i proventi netti, derivanti dal rimborso anticipato di due project financing e dei relativi strumenti derivati di copertura dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 33 milioni, in linea rispetto ai 34 milioni del 2024. Si ricorda che le imposte dell'esercizio 2024 includevano il beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione² (pari a 28 milioni).

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

Le **imposte sul reddito *adjusted*** sono pari a 53 milioni, in diminuzione rispetto ai 66 milioni del 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 25% (27% nel 2024).

Nel mese di febbraio 2026, il Governo italiano ha introdotto una misura urgente volta a sostenere famiglie e imprese nella riduzione dei costi energetici. Il Decreto-legge 21/2026 (D.L. Energia/Bollette) ha previsto un incremento dell'IRAP per il comparto energetico: dal periodo d'imposta successivo al 31 dicembre 2025, per i periodi di imposta 2026 e 2027 (con effetto sul versamento degli acconti nel 2026), l'aliquota è incrementata di due punti percentuali, includendo le attività di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Dalle prime analisi sulle misure introdotte, si stima per il Gruppo un impatto sul versamento degli acconti nel 2026 pari a 5 milioni di maggiore IRAP.

8 – Risultato netto attività destinate a essere cedute

Il risultato netto delle attività destinate a essere cedute ***reported*** comprende il risultato del contributo dell'asset eolico in Svezia (-1 milione), ceduto in data 20 gennaio 2026, oltreché la svalutazione dell'asset (-26 milioni) rilevata secondo quanto previsto dall'applicazione dell'IFRS 5. La svalutazione è stata isolata come *special item*.

Il dato comparativo è stato riesposto coerentemente all'esercizio 2025, includendo il risultato del contributo dell'asset eolico in Svezia (-2 milioni).

Situazione Patrimoniale

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della Relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Si ricorda che, in applicazione dell'IFRS 5, il contributo patrimoniale del parco eolico situato in Svezia e ceduto in data 20 gennaio 2026³, è riclassificato alla voce "Capitale investito netto attività destinate a essere cedute".

			di cui discontinued operations	
Stato Patrimoniale riclassificato			31/12/2025	31/12/2024
(milioni di Euro)				
Capitale immobilizzato	1	(74)	4.642	4.841
Capitale circolante operativo netto	2	(0)	84	34
Fondi per benefici ai dipendenti		-	(3)	(3)
Altre attività	3	(14)	300	246
Altre passività	4	19	(859)	(873)
Capitale investito netto		(70)	4.165	4.246
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute		70	-	-
Capitale investito netto			4.165	4.246
Patrimonio netto di Gruppo			1.980	2.147
Patrimonio netto di terzi	5		65	76
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	6	10	1.882	1.793
Passività per leasing	6	3	237	229
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	6	13	2.119	2.023
Mezzi propri e debiti finanziari			4.165	4.246

³ In data 20 gennaio ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto a Nordetic AB, società del gruppo eNordic, Independent Power Producer operante nei paesi nordici di proprietà del fondo Ardian, il 100% di ERG Sweden Holding AB, proprietaria di Furukraft AB, società titolare del parco eolico di Furuby, situato in Svezia.

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2024	1.580	3.212	49	4.841
Investimenti	6	157	0	163
Variazioni area di consolidamento	21	75	0	96
Altre variazioni e disinvestimenti	(31)	(68)	2	(96)
Ammortamenti	(93)	(204)	0	(297)
Svalutazioni	(69)	(12)	0	(81)
Variazione Right-of-use assets	0	17	0	17
Capitale immobilizzato al 31/12/2025	1.413	3.178	52	4.642
Riclassifica IFRS 5	(2)	(71)	(0)	(74)

La riga **Investimenti** si riferisce ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità, 71 MW differenziali), 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 (12,5 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).

La riga **Svalutazioni** si riferisce all'effetto delle svalutazioni dei parchi fotovoltaici in Spagna (59 milioni) a seguito della procedura di impairment test e delle svalutazioni dei valori netti residui delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici e fotovoltaici in Italia, Francia e Germania, complessivamente pari a 21 milioni, a seguito delle autorizzazioni di progetti di Repowering e Revamping ottenute nell'esercizio.

La riga **Altre variazioni e disinvestimenti** si riferisce alle alienazioni del periodo, alla variazione dell'effetto dei cambi per le società in valuta statunitense ed inglese e alla capitalizzazione di interessi finanziari relativi allo sviluppo organico dei parchi in costruzione.

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%), titolare di un parco fotovoltaico in Italia.

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura "ante IFRS 16", escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, che "post IFRS 16", includendo la suddetta passività. Inoltre, l'indebitamento sottoriportato include l'indebitamento finanziario delle *discontinued operations* pari a circa 13 milioni (di cui 3 milioni di passività per leasing).

Riepilogo indebitamento del Gruppo	31/12/2025	31/12/2024
<i>(milioni di Euro)</i>		
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.130	2.129
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(248)	(335)
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.882	1.793
Passività per leasing	237	229
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.119	2.023

La passività per leasing al 31 dicembre 2025 è pari a 237⁴ milioni (229 milioni al 31 dicembre 2024). L'incremento del periodo è riconducibile all'incremento della capacità installata.

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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2025	31/12/2024
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	494	419
Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.597	1.597
Totale	2.091	2.016
Totale Project Financing	64	144
Quota corrente Project Financing	(16)	(18)
Project Financing a medio-lungo termine	48	125
Crediti finanziari a medio-lungo termine	(9)	(12)
Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine ante IFRS 16	2.130	2.129
Passività per leasing	232	223
Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	2.361	2.351

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 31 dicembre 2025 sono pari a 494 milioni e si riferiscono a quattro *Sustainable bilateral linked loans* per 420 milioni nominali 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 1.597 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 nominali (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 5 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.

I debiti per **Project Financing** pari a 64 milioni⁵ al 31 dicembre 2025 sono relativi a:

- finanziamenti per 49 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di due impianti fotovoltaici in Centro Italia;
- finanziamenti per 15 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;

Si segnala che, nell'ambito delle attività di Liability Management attuate dal Gruppo negli ultimi anni, nel corso del 2025, sono stati rimborsati anticipatamente:

- nel primo trimestre, 45 milioni relativi al Project Financing erogato per la costruzione di un parco eolico nel

⁴ La voce include 3 milioni di passività per leasing riferite all'asset svedese in corso di cessione alla data di Bilancio.

⁵ Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

- Regno Unito, acquisito nel gennaio 2025;
- nel quarto trimestre, 61 milioni relativi al Project Financing erogato per la costruzione di parchi eolici e fotovoltaici in Francia.

I **Crediti finanziari a medio-lungo termine** pari a 9 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.

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31/12/2025	31/12/2024
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a breve termine	222	179
Quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine	0	498
Altri debiti finanziari a breve termine	19	30
Passività finanziarie a breve termine	240	707
Disponibilità liquide	(421)	(591)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(74)	(460)
Attività finanziarie a breve termine	(495)	(1.051)
Project Financing a breve termine	16	18
Disponibilità liquide	(9)	(10)
Project Financing	7	9
Totale indebitamento finanziario netto a breve termine ante IFRS 16	(248)	(335)
Passività per leasing	5	7
Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	(242)	(329)

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 (18 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per 61 milioni, i ratei attivi per interessi finanziari maturati per 6 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* e comprensivo dei flussi generati dall'asset eolico svedese, al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo.

L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

(milioni di Euro)	Anno	
	2025	2024
Margine operativo lordo adjusted	540	535
Variazione capitale circolante	(126)	(50)
Cash Flow operativo	414	485
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(163)	(234)
Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(72)	(319)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	1
Altre variazioni e disinvestimenti	(4)	(11)
Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(239)	(563)
Proventi (oneri) finanziari	(41)	(19)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	2	-
Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	(0)
Cash Flow da gestione finanziaria	(39)	(19)
Cash Flow da gestione fiscale	(47)	(39)
Distribuzione dividendi	(151)	(152)
Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(12)	(47)
Altri movimenti di patrimonio netto	(15)	(13)
Cash Flow da Patrimonio Netto	(178)	(212)
Indebitamento finanziario netto iniziale ante IFRS 16	1.793	1.445
<i>Variazione netta</i>	<i>89</i>	<i>348</i>
Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	1.882	1.793
<i>Passività per leasing</i>	<i>237</i>	<i>229</i>
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.119	2.023

Il **Cash flow operativo** del 2025 è positivo per 414 milioni, in diminuzione rispetto al 2024 (485 milioni) principalmente per le dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** del 2025 si riferisce principalmente agli impatti correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), all'avvio delle attività di repowering su due parchi eolici in Italia (141 MW di nuova capacità, 71 MW differenziali), 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 (12,5 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) e con l'inclusione, anche per il periodo comparativo, dei risultati dell'asset svedese in corso di cessione alla data di Reporting che ha dato il pieno contributo economico nell'esercizio: 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.

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 subtotale 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 subtotale 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 assets;
- 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

MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	Anno	
		2025	2024
Margine operativo lordo attività continue		526	525
<i>Contributo attività destinate ad essere cedute</i>		5	6
Margine operativo lordo		531	531
Esclusione Special Items:			
<i>Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	1	3	8
<i>Plusvalenza cessione opere d'arte</i>	2	-	(4)
<i>Accantonamento Fondo Business Dismessi</i>	3	6	1
Margine operativo lordo adjusted		540	535
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(importi in milioni)		Anno	
		2025	2024
Ammortamenti attività continue		(354)	(273)
<i>Contributo attività destinate ad essere cedute</i>		(3)	(4)
Ammortamenti e svalutazioni		(357)	(278)
Esclusione Special Items:			
<i>Svalutazione Repowering/Revamping</i>	4	22	13
<i>Svalutazione Solar Spain</i>	8	59	-
<i>Svalutazione Asset parco eolico Svezia</i>		-	1
Ammortamenti adjusted		(276)	(263)
RISULTATO NETTO DI GRUPPO			
(importi in milioni)		Anno	
		2025	2024
Risultato netto di Gruppo		65	187
<i>Esclusione impatto IFRS 5</i>		27	2
Risultato netto attività continue di Gruppo		92	189
Esclusione Special Items:			
<i>Esclusione della cessione delle opere d'arte</i>	2	-	(3)
<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti</i>	5	(2)	-
<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	1	3	7
<i>Esclusione Imposta sostitutiva Wind & Solar Italy</i>	6	-	(28)
<i>Esclusione svalutazione Solar Spain</i>	8	46	-
<i>Esclusione svalutazione Repowering /Revamping</i>	4	16	10
<i>Esclusione oneri correlati a Business dismessi</i>	3	1	3
<i>Esclusione rettifica IFRS 5 su Asset Svezia</i>	7	(1)	(2)
Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		155	175

- 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 oggetto di piani di Repowering e Revamping in Italia (di cui 10 milioni relativi ad ammortamenti di parchi eolici e 3 milioni relativi a parchi solari), Germania (per 8 milioni) e Francia (1 milione), già approvati ed

autorizzati.

- Nel 2025 la voce include proventi finanziari correlati alle chiusure anticipate di due project financing.
- Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle *Business combination* Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.
- Riclassifica del contributo dell'asset eolico svedese, in applicazione dell'IFRS 5 a seguito della classificazione come Attività destinate ad essere cedute. Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, i risultati *adjusted* comprendono nell'attività ordinaria

anche i risultati dell'asset in corso di cessione al 31 dicembre 2025.

8. Svalutazione dei parchi fotovoltaici in Spagna, a seguito della procedura di impairment test.

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

Conto Economico 31 dicembre 2025

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno rettifica svalutazione IFRS 5 Svezia	Storno riclassifiche IFRS 5 Svezia	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	744	-	9	-	752
Altri proventi	51	-	-	(1)	50
Ricavi totali	795	-	9	(1)	803
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(9)	-	-	-	(9)
Costi per servizi e altri costi operativi	(200)	-	(4)	9	(194)
Costi del lavoro	(60)	-	-	-	(60)
Margine operativo lordo	526	-	5	9	540
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(354)	-	(3)	81	(276)
Risultato operativo	172	-	2	90	263
Proventi (oneri) finanziari netti	(45)	-	(2)	(2)	(50)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	4	-	-	(4)	(0)
Risultato prima delle imposte	131	-	(1)	83	214
Imposte sul reddito	(33)	-	(1)	(19)	(53)
Risultato netto attività continue	97	-	(1)	65	161
Risultato di azionisti terzi	(5)	-	-	-	(5)
Risultato netto attività continue di Gruppo	92	-	(1)	65	155
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(27)	26	1	(0)	-
Risultato netto di Gruppo	65	26	-	65	155

Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2025

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5	Stato Patrimoniale Adjusted
Capitale immobilizzato	4.568	74	4.642
Capitale circolante operativo netto	83	0	84
Fondi per benefici ai dipendenti	(3)	-	(3)
Altre attività	286	14	300
Altre passività	(840)	(19)	(859)
Capitale investito netto attività continue	4.094	70	4.165
<i>Capitale investito netto attività cedute</i>	<i>70</i>	<i>(70)</i>	
Capitale investito netto	4.165	-	4.165
Patrimonio netto di Gruppo	1.980	-	1.980
Patrimonio netto di terzi	65	-	65
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.872	10	1.882
<i>Passività per leasing</i>	<i>233</i>	<i>3</i>	<i>237</i>
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.106	13	2.119
<i>Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations</i>	<i>13</i>	<i>(13)</i>	<i>-</i>
Mezzi propri e debiti finanziari	4.165	-	4.165

Conto Economico 31 dicembre 2024

(milioni di Euro)

	Schemi di Bilancio	Storno special items	Storno riclassifiche IFRS 5	Conto economico adjusted
Ricavi	733	-	6	738
Altri proventi	52	(4)	3	51
Ricavi totali	785	(4)	8	789
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(10)	-	-	(10)
Costi per servizi e altri costi operativi	(192)	8	(3)	(186)
Costi del lavoro	(58)	-	-	(58)
Margine operativo lordo	525	4	6	535
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(273)	14	(4)	(263)
Risultato operativo	252	19	1	271
Proventi (oneri) finanziari netti	(22)	-	(5)	(27)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(3)	2	1	(0)
Risultato prima delle imposte	226	21	(3)	244
Imposte sul reddito	(34)	(33)	1	(66)
Risultato netto attività continue	192	(12)	(2)	178
Risultato di azionisti terzi	(3)	-	-	(3)
Risultato netto attività continue di Gruppo	189	(12)	(2)	175
Risultato netto attività cedute	(2)	-	2	-
Risultato netto di Gruppo	187	(12)	-	175

Evoluzione prevedibile della gestione anno 2026

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da una forte volatilità sia dei volumi di produzione – influenzati dalla disponibilità di vento e irraggiamento – sia dei prezzi di mercato. A ciò si aggiunge un quadro regolatorio in continua evoluzione e segnato da elementi di incertezza, in un clima di crescente pressione politica sui costi dell’energia. In Italia, il recente “Decreto Bollette 2026” introduce una serie di norme finalizzate a ridurre il costo dell’energia elettrica per famiglie ed imprese. Tra queste il decreto prevede meccanismi di rimborso a partire dal 2027, da attuarsi attraverso l’adozione di provvedimenti che dovranno essere definiti dall’ARERA nei prossimi mesi, di alcune componenti di approvvigionamento e delle quote ETS, determinando un vantaggio competitivo per la generazione termoelettrica a gas e attenuando il segnale economico a favore della transizione verso le fonti rinnovabili. Tuttavia, l’efficacia di tali disposizioni, in particolare la disciplina di rimborso ai produttori termoelettrici degli oneri connessi alle emissioni ETS, è subordinata alla preventiva autorizzazione della Commissione europea. Una migliore stima degli effetti di tale decreto potrà pertanto essere fatta solo a valle di tale autorizzazione e del periodo di conversione parlamentare in legge, ovvero entro 60 giorni dalla pubblicazione del decreto in Gazzetta Ufficiale (20 febbraio 2026).

Nei primi due mesi del 2026 lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell’elettricità risulta in calo rispetto a quanto registrato nell’analogo periodo 2025. In termini di risorsa naturale la produzione dei primi mesi del 2026 è in linea alle nostre aspettative ma superiore all’analogo periodo del 2025 caratterizzato da una ventosità eccezionalmente scarsa.

ERG per mitigare la volatilità dei prezzi di mercato 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 2026 rispetto al 2025 che non includono eventuali effetti regolatori sopra citati.

ITALIA

Il **marginale operativo lordo del Wind è atteso in lieve crescita** grazie ai maggiori volumi attesi nell'anno confrontati con un 2025 caratterizzato da eccezionale scarsa ventosità seppur in gran parte compensati dai minori prezzi catturati sui mercati spot e sulle coperture a termine oltre al minor valore dell'incentivo GRIN (50 €/MWh nel 2026 rispetto ai 55 €/MWh del 2025) su un montante di volumi in riduzione per effetto della progressiva uscita di alcuni impianti dal regime incentivato.

Il **marginale operativo lordo del Solare è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2025 prevalentemente per effetto dei minori prezzi catturati a seguito dello scenario di mercato in riduzione, compensati da maggiori volumi attesi

Si stima per il 2026 un **marginale operativo lordo Wind & Solar Italia sostanzialmente in linea** rispetto al 2025.

ESTERO

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto in aumento** rispetto al 2025 principalmente per effetto delle maggiori produzioni rispetto alla minore ventosità diffusa registrata nel corso del 2025, dal perimetro derivante dal re-focus geografico con l'acquisto di 72 MW in UK e la vendita di 62 MW in Svezia, dal pieno contributo di un parco Greenfield entrato in esercizio in UK nel secondo semestre 2025 (47 MW) e dal primo contributo di un parco Greenfield in Germania (+22 MW) e di un parco repowering in Francia (+23 MW di nuova capacità) previsti in esercizio nella seconda metà dell'anno. Tali risultati risultano in parte compensati dallo scenario previsto in riduzione.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in lieve aumento** rispetto al 2025 principalmente per effetto del miglior irraggiamento atteso in parte compensato da prezzi catturati inferiori in Spagna per effetto di uno scenario di mercato in riduzione.

Il **marginale operativo lordo Wind & Solar all'estero è atteso in aumento** rispetto al 2025.

GUIDANCE 2026

Per l'esercizio 2026, a livello di Gruppo, si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 520 e 590 milioni. Gli investimenti risultano in un range compreso tra 330 e 380 milioni (235 milioni nel 2025) ed includono principalmente la recente acquisizione in UK e la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2026 e il 2027 rispettivamente per 45 MW e 77 MW di nuova capacità. Tali investimenti non includono la cessione di 62 MW in Svezia.

L'indebitamento finanziario netto adjusted a fine 2026 è atteso nel range tra 1.950 e 2.050 milioni (1.882 milioni a fine 2025), inclusivo degli investimenti sopra citati e della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

