

ERG S.p.A.

Torre WTC
via De Marini, 1 - 16149 Genova
Tel 0102401 - Fax 0102401585
www.erg.eu

SEDE LEGALE

via De Marini, 1
16149 Genova



Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva i risultati consolidati dei primi nove mesi 2025 e del terzo trimestre 2025

Primi nove mesi del 2025:

MOL consolidato adjusted: 393 milioni di euro, 390 milioni nei primi nove mesi 2024
Risultato netto di Gruppo adjusted: 110 milioni di euro, 130 milioni nei primi nove mesi 2024

Terzo trimestre 2025:

MOL consolidato adjusted: 119 milioni di euro, 109 milioni nel terzo trimestre 2024
Risultato netto di Gruppo adjusted: 27 milioni di euro, 25 milioni nel terzo trimestre 2024

- **Risultati finanziari:** Risultati del terzo trimestre in crescita grazie al contributo della nuova capacità installata e a una migliore ventosità rispetto al trimestre dell'anno scorso. Nei primi nove mesi 2025 il margine operativo lordo di 393 milioni di euro è in lieve aumento rispetto al precedente periodo, con il contributo dei nuovi impianti che è stato in gran parte compensato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa, in particolare nel primo semestre.
- **Execution:** Avviato il primo impianto BESS (Battery Energy Storage Systems) del Gruppo a Vicari (Palermo), con una potenza di 12,5 MW, una capacità nominale di accumulo pari a 50 MWh e un ciclo di carico e scarico di circa 4 ore. L'impianto è il primo passo nello sviluppo di una pipeline di progetti, alcuni anche in fase avanzata, in Italia, UK e Spagna. Avviato a fine luglio il parco eolico di Corlacky, in Irlanda del Nord, per 47 MW, che sta progressivamente raggiungendo la piena produzione.
- **Route-to-market:** In coerenza con la strategia di securizzazione dei ricavi, firmati tre PPA della durata di 5-10 anni con RFI, società del Gruppo FS, per un totale di 1,2 TWh (185 GWh/anno). Partecipazione all'asta FER X con tre progetti, due di repowering eolico (141 MW) ed un green-field solare (7 MW), per una capacità complessiva di 148 MW. I risultati dell'asta sono attesi a dicembre 2025.
- **Strategia ESG:** Sempre nei primi posti dei più importanti rating la strategia sostenibile del Gruppo con l'assegnazione da parte di GRESB dello score "top performer" 98/100 e il miglioramento da 79 a 83 del rating di Sustainable Fitch. Inaugurato il quinto progetto del programma di economia circolare a fini sociali "Social Purpose for Solar Revamping" destinato al Banco Alimentare.
- **Guidance 2025:** Nonostante condizioni anemologiche non favorevoli nel primo semestre dell'anno, con un terzo trimestre che ha visto un parziale recupero della ventosità e nell'ipotesi di un quarto trimestre in linea con le medie storiche, confermiamo la guidance per il 2025 con un EBITDA compreso tra i 540 e i 600 milioni di euro, investimenti tra 190 e 240 milioni di euro e indebitamento netto tra 1.850 e 1.950 milioni di euro.

Genova, 14 novembre 2025 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi oggi, ha approvato i risultati consolidati dei primi nove mesi 2025 e del terzo trimestre 2025.

Paolo Merli Amministratore Delegato di ERG ha commentato:

"Siamo soddisfatti dei risultati del trimestre in crescita grazie al contributo della nuova capacità installata e ad una ventosità in ripresa rispetto allo scorso anno. Anche alla luce della performance registrata ad ottobre confermiamo le nostre guidance per il 2025. Nel periodo è proseguito il nostro percorso di crescita con la messa in esercizio di un parco eolico da 47 MW in Nord Irlanda e l'avvio del nostro primo impianto BESS da 12,5 MW in Sicilia. Siamo in attesa dei risultati ufficiali dell'asta FERX a cui abbiamo partecipato con tre progetti per complessivi 148 MW, di cui 141 relativi a due importanti repowering di parchi eolici. Un ulteriore passo avanti lo abbiamo fatto anche nella contrattualizzazione a lungo termine delle nostre produzioni con la firma di tre PPA nel periodo che portano ad un totale di circa 3,7 TWh annui di energia venduta con questa modalità a controparti di primissimo livello, a riprova della validità del nostro modello di business."



HIGHLIGHTS

Adjusted ⁽¹⁾ 3° trimestre			Adjusted ⁽¹⁾ 9 mesi	
2025	2024	(milioni di Euro)	2025	2024
PRINCIPALI DATI ECONOMICI				
176	156	Ricavi	558	542
119	109	Margine operativo lordo	393	390
51	43	Risultato operativo netto	186	196
27	25	Risultato netto di Gruppo	110	130
68%	70%	Ebitda Margin %	70%	72%
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
4.213	4.301	Capitale investito netto	4.213	4.301
2.093	2.184	Patrimonio netto	2.093	2.184
1.882	1.888	Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) ⁽²⁾	1.882	1.888
2.120	2.117	Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) ⁽²⁾	2.120	2.117
47%	46%	Leva finanziaria ante IFRS 16 ⁽³⁾	47%	46%
DATI OPERATIVI				
3.962	3.795	Totale capacità installata a fine periodo	3.962	3.795
167		Nuova capacità installata del periodo	167	
50		di cui Italy Wind	50	
5		di cui Italy Solar	5	
112		di cui Estero Wind	112	
0		di cui Estero Solar	0	
1.590	1.441	Totale produzioni di energia elettrica	5.287	5.111
98		Produzioni legate alla nuova capacità del periodo	681	
40		di cui Italy Wind	226	
11		di cui Italy Solar	26	
48		di cui Estero Wind	383	
0		di cui Estero Solar	46	
119	109	Margine Operativo Lordo	393	390
47	38	Italy Wind	171	175
34	33	Italy Solar	82	77
34	32	Estero Wind	137	132
9	11	Estero Solar	18	21
(5)	(5)	Corporate	(15)	(15)
105	105	Ricavi netti unitari ⁽⁴⁾	101	102
22	57	Investimenti ⁽⁵⁾	164	500
674	659	Dipendenti a fine periodo	674	659

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

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

(3) La leva finanziaria ante IFRS 16 è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of use assets pari a 223 milioni.

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

(5) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato dei primi nove mesi 2025 include l'impatto dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio nel Regno Unito (43 MW), mentre il dato comparativo include gli effetti delle acquisizioni negli Stati Uniti (235 milioni) ed in Francia (84 milioni).



COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2025 i **ricavi adjusted** sono pari a 176 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (156 milioni), per effetto del pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 e dei maggiori volumi registrati nel periodo, in ripresa rispetto al primo semestre dell'anno che era stato caratterizzato da una ventosità ben al di sotto delle medie storiche, ed in miglioramento rispetto al terzo trimestre dello scorso anno quando hanno iniziato a manifestarsi segnali di un forte calo della ventosità.

Le produzioni, infatti, sono state pari a 1,6 TWh in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (1,4 TWh) grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio (+0,1 TWh) in Italia, Francia e UK e alla maggiore ventosità registrata nei principali Paesi nei quali il Gruppo opera.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 119 milioni, in aumento rispetto ai 109 milioni (+10 milioni, +9%) registrati nel terzo trimestre 2024.

ITALIA

- **Eolico (+9 milioni):** margine operativo lordo pari a 47 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (38 milioni) per effetto delle maggiori produzioni registrate (524 GWh rispetto ai 412 GWh del medesimo periodo del 2024) per effetto della maggior ventosità (+18% a parità di perimetro) e del contributo dei nuovi asset in esercizio (+40 GWh). I minori prezzi catturati sui mercati dell'energia sono solo parzialmente compensati dall'incremento del prezzo dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024).
- **Solare (+1 milione):** margine operativo lordo pari a 34 milioni, in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (33 milioni) per effetto delle maggiori produzioni (98 GWh rispetto ai 83 GWh del terzo trimestre 2024) grazie al contributo dei parchi oggetto di repowering e revamping nonché del miglior irraggiamento (+5% a parità di perimetro) in gran parte compensati dai minori prezzi catturati per effetto di coperture a prezzi inferiori rispetto a quelle dell'analogo periodo del 2024.

ESTERO

- **Eolico (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 34 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (32 milioni) per effetto del contributo dei nuovi asset entrati in esercizio nel corso dell'anno e dei maggiori prezzi catturati in parte compensati dalle minori produzioni. Le produzioni totali risultano pari a 713 GWh rispetto ai 684 GWh del medesimo periodo del 2024, grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+48 GWh) in parte compensate dalla minore produzione registrata a parità di perimetro.
- **Solare (-3 milioni):** margine operativo lordo pari a 9 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2024 (11 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi catturati e delle minori produzioni in Spagna. Le produzioni sono state pari a 255 GWh nel terzo trimestre 2025 rispetto ai 262 GWh del terzo trimestre 2024 in riduzione a seguito del minor irraggiamento rilevato in Spagna e Francia.

Complessivamente nel trimestre l'incremento del margine operativo lordo è prevalentemente riconducibile al contributo della nuova capacità installata. A parità di perimetro il contributo è stato sostanzialmente in linea, con maggiori produzioni compensate da minori prezzi di vendita.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è pari a 51 milioni (43 milioni nel terzo trimestre 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 68 milioni, in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (66 milioni) principalmente per il pieno contributo dei parchi eolici costruiti internamente o acquisiti nel 2025¹.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** pari a 27 milioni, in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (25 milioni), riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, anche maggiori oneri finanziari (4 milioni) che risentono principalmente del maggior indebitamento finanziario.

Nel terzo trimestre 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 22 milioni (57 milioni nel terzo trimestre 2024) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati al completamento di un parco eolico in UK (47 MW), e a primi interventi di repowering in Francia e Germania oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

¹ Si ricorda che nel primo trimestre il Gruppo ha acquisito una società nel Regno Unito, titolare di un impianto eolico per complessivi 43,2 MW, consolidata integralmente dal 1° gennaio 2025.



L'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 risulta pari a **1.882 milioni**, in diminuzione (-67 milioni) rispetto al 30 giugno 2025 (1.949 milioni). La variazione riflette gli effetti del positivo flusso di cassa operativo del trimestre (111 milioni²), in parte compensati dagli investimenti (22 milioni), dagli interessi passivi (11 milioni), dal pagamento delle imposte (4 milioni³) e dalla distribuzione dei dividendi alle minorities (2 milioni).

L'indebitamento finanziario netto post IFRS 16, pari a **2.120 milioni**, include la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 30 settembre 2025, a 237 milioni (229 milioni al 30 giugno 2025). La variazione del trimestre è riconducibile all'incremento della capacità installata a seguito dell'entrata in operatività del parco eolico sviluppato in Regno Unito (47 MW).

Primi nove mesi

Nei primi nove mesi del 2025 i **ricavi adjusted** sono pari a 558 milioni, in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi del 2024 (542 milioni), grazie al pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente entrata in esercizio tra il 2024 e il 2025, in gran parte compensata da una scarsa ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa in particolare nel primo semestre.

Le produzioni, infatti, sono state pari a 5,3 TWh in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (5,1 TWh) grazie al pieno contributo della nuova capacità in esercizio in Italia, Francia, UK e Stati Uniti (+0,7 TWh di cui +0,3 negli USA), in gran parte compensato dalla scarsa ventosità del periodo (-0,5 TWh) sugli asset già esistenti nel 2024.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 393 milioni, in aumento rispetto ai 390 milioni (+3 milioni, +1%) registrati nei primi nove mesi 2024.

ITALIA

- **Eolico (-4 milioni):** margine operativo lordo pari a 171 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2024 (175 milioni) per effetto di minori volumi derivanti da una significativa minor ventosità registrata nei primi sei mesi dell'anno. Tale riduzione risulta parzialmente compensata dal pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e all'incremento del prezzo dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024). Le produzioni totali risultano pari a 1.824 GWh rispetto ai 1.808 GWh del medesimo periodo del 2024 grazie al contributo dei nuovi asset in esercizio (+226 GWh) sostanzialmente compensato dalla marcata minore ventosità (-12% a parità di perimetro).
- **Solare (+5 milioni):** margine operativo lordo pari a 82 milioni, in aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (77 milioni) per effetto del contributo derivante dai parchi oggetto di revamping e repowering ed al miglior irraggiamento in parte compensati dai minori prezzi catturati. Le produzioni sono state pari a 238 GWh, in aumento rispetto ai 204 GWh dei primi nove mesi 2024.

ESTERO

- **Eolico (+5 milioni):** margine operativo lordo pari a 137 milioni, in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (132 milioni) per effetto del contributo dei nuovi asset e dei maggiori prezzi catturati, in parte compensati da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa. Le produzioni totali risultano pari a 2.590 GWh rispetto ai 2.481 GWh del medesimo periodo del 2024 grazie al contributo dei nuovi asset entrati in esercizio (+383 GWh) in gran parte compensate dalla marcata minore ventosità (-11% a parità di perimetro).
- **Solare (-3 milioni):** margine operativo lordo pari a 18 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2024 (21 milioni) principalmente per effetto dei minori prezzi catturati in Spagna in parte compensati dal contributo dei parchi solari in USA e in Francia entrati progressivamente in esercizio nel corso del 2024. Le produzioni sono state pari a 635 GWh nei primi nove mesi 2025 rispetto ai 618 GWh dei primi nove mesi 2024 in incremento principalmente per il pieno contributo dei parchi entranti progressivamente in esercizio nel corso del 2024 in USA e Francia (+46 GWh) in gran parte compensato dal minor irraggiamento diffuso.

Complessivamente l'effetto legato ai minori volumi registrati è stato pari a circa -48 milioni in parte compensato dal contributo della capacità installata (circa +55 milioni) ed ai maggiori prezzi di vendita.

Si segnala che il margine operativo lordo complessivo risente delle politiche di copertura dei prezzi dell'energia elettrica effettuate in linea con le risk policy del Gruppo.

Il **risultato operativo netto adjusted** è pari a 186 milioni (196 milioni nei primi nove mesi 2024). Gli ammortamenti sono stati pari a 206 milioni, in aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (193 milioni) per il pieno contributo degli assets americani, consolidati dal 1° aprile 2024, e della nuova capacità acquisita ed installata.

² Include il margine operativo lordo adjusted e la variazione del capitale circolante.

³ Relative a società in Spagna, Germania e East Europe.



Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 110 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2024 (130 milioni), e riflette, oltre a quanto già commentato in riferimento ai risultati operativi, i maggiori oneri finanziari (18 milioni) che risentono principalmente del maggior indebitamento finanziario e degli impatti legati all'accounting delle Tax Equity Partnership del portafoglio USA⁴ e minori imposte per 9 milioni.

Nei primi nove mesi 2025, gli **investimenti** sono stati pari a 164 milioni (500 milioni nei primi nove mesi 2024⁵) e si riferiscono ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** principalmente correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), alla costruzione greenfield di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (22 MW) e Francia (18 MW), agli interventi di repowering su un parco francese (23 MW) e due tedeschi (16 MW) e al completamento del primo progetto di Storage in Italia (13 MW). Proseguono inoltre le consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

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 gli effetti della distribuzione dei dividendi agli azionisti (149 milioni⁶), degli investimenti del periodo (164 milioni⁷), del completamento del programma di acquisto azioni proprie (12 milioni), del pagamento delle imposte (23 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa operativo del periodo (299 milioni⁸).

L'**indebitamento finanziario netto post IFRS 16**, pari a **2.120 milioni**, include la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari, al 30 settembre 2025, a 237 milioni in aumento rispetto al dato comparativo al 31 dicembre 2024 (229 milioni), per effetto dell'incremento della capacità installata.

⁴ Si ricorda che le società acquisite negli Stati Uniti sono consolidate integralmente dal 1° aprile 2024.

⁵ Il dato comparativo include l'impatto dell'acquisizione di portafogli di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW complessivi) e in Francia (73 MW complessivi).

⁶ di cui 4 milioni alle minorities.

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

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



BASIS FOR PREPARATION

Informativa trimestrale

Il presente comunicato sui risultati consolidati del Gruppo ERG relativi ai primi nove mesi del 2025 e al terzo trimestre 2025 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82 ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni).

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS). I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati dei primi nove mesi 2025 e del terzo trimestre 2025 sono gli stessi adottati nella redazione del Bilancio Consolidato Integrato 2024 e al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2025 ai quali si rinvia.

Gli importi riportati nel presente documento, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

Settori operativi

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo. Si precisa che i risultati, esposti per area geografica, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo. Per una più chiara rappresentazione, i risultati dei settori operativi includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente

previsti dai Principi Contabili Internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

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

Si precisa che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "Risultati adjusted". Sono altresì definiti "Risultati reported" i risultati che includono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items). Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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

Attestazione Dirigente Preposto

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

Il presente comunicato stampa, emesso il 14 novembre 2025 è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

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

Matteo Bagnara Head of Investor Relations – tel. + 39 010 2401423 – e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu - @ergnow



RISULTATI PER PAESE

3° trimestre				9 mesi		
2025	2024	Δ	(milioni di Euro)	2025	2024	Δ
RICAVI ADJUSTED						
103	91	12	Italia	316	313	3
73	65	8	Estero	242	228	14
23	18	5	Francia	78	71	7
9	10	(1)	Germania	32	39	(8)
14	8	7	UK & Nordics	45	37	8
6	9	(3)	Spagna	15	19	(4)
13	15	(2)	Est Europa	49	49	0
8	6	3	Stati Uniti	24	12	11
10	9	0	Corporate	29	28	1
(10)	(9)	(1)	Ricavi infrasettori	(29)	(27)	(2)
176	156	20	Totale ricavi adjusted	558	542	17
MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED						
81	71	10	Italia	253	252	1
43	43	(0)	Estero	155	152	2
12	5	7	Francia	43	35	8
4	4	(1)	Germania	16	24	(8)
6	6	(0)	UK & Nordics	23	22	1
3	7	(4)	Spagna	6	12	(6)
9	13	(4)	Est Europa	35	38	(4)
9	8	1	Stati Uniti	33	20	13
(5)	(5)	0	Corporate	(15)	(15)	(0)
119	109	10	Margine operativo lordo adjusted	393	390	3
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED						
(32)	(31)	(1)	Italia	(96)	(93)	(3)
(35)	(34)	(1)	Estero	(107)	(98)	(10)
(12)	(11)	(1)	Francia	(36)	(34)	(1)
(5)	(6)	0	Germania	(16)	(16)	(0)
(5)	(4)	(1)	UK & Nordics	(15)	(13)	(2)
(3)	(3)	0	Spagna	(9)	(9)	0
(5)	(5)	(0)	Est Europa	(14)	(14)	(0)
(6)	(6)	(0)	Stati Uniti	(18)	(12)	(6)
(1)	(1)	0	Corporate	(3)	(3)	0
(68)	(66)	(2)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(206)	(193)	(13)



3° trimestre			(milioni di Euro)	9 mesi		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED						
49	40	9	Italia	157	159	(2)
7	9	(2)	Estero	47	55	(7)
(0)	(6)	6	Francia	7	1	6
(2)	(1)	(0)	Germania	(0)	8	(9)
1	2	(1)	UK & Nordics	8	10	(2)
0	4	(4)	Spagna	(3)	3	(6)
4	8	(4)	Est Europa	21	25	(4)
4	2	1	Stati Uniti	15	8	7
(6)	(6)	0	Corporate	(18)	(18)	(0)
51	43	8	Risultato operativo netto adjusted	186	196	(10)
INVESTIMENTI ⁽¹⁾						
8	27	(19)	Italia	31	105	(75)
12	29	(17)	Estero	131	392	(261)
3	18	(15)	Francia	15	136	(121)
3	3	1	Germania	11	4	8
6	8	(3)	UK & Nordics	104	18	86
0	0	(0)	Spagna	0	0	0
0	0	0	Est Europa	0	0	0
0	0	0	Stati Uniti	1	235	(234)
1	1	0	Corporate	2	3	(0)
22	57	(35)	Totale investimenti	164	500	(336)

(1) Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition (72 milioni nei primi nove mesi 2025, 319 milioni nel periodo comparativo a seguito delle acquisizioni negli Stati Uniti e Francia). Si segnala che i dati non includono l'incremento dei Right of Use assets.



MERCATO DI RIFERIMENTO

SCENARIO PREZZI

3° trimestre			9 mesi	
2025	2024		2025	2024
Scenario prezzi base load (Euro/MWh)				
Italia				
110	119	PUN ⁽¹⁾	116	102
55	42	Tariffa incentivante (GRIN) - Italia	55	42
32	37	TTF	38	32
72	68	CO ₂	71	65
Estero				
56	51	Francia	61	48
82	76	Germania	88	70
103	115	Polonia	107	103
96	101	di cui <i>Energia Elettrica</i>	101	91
7	13	di cui <i>Certificati d'Origine</i>	7	12
88	123	Bulgaria	102	93
120	157	Romania	133	123
91	127	di cui <i>Energia Elettrica</i>	104	94
29	29	di cui <i>Certificato Verde</i>	29	29
98	108	Irlanda del Nord	116	100
87	81	Gran Bretagna	98	78
69	79	Spagna	63	52
54	35	Svezia SE4	59	49
45	27	MISO-MidAm	34	22
44	30	MISO-Illinois	39	28

(1) Prezzo Unico Nazionale.



ITALIA

Il Gruppo ERG opera in Italia attraverso le proprie società titolari di parchi eolici e solari. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati di ciascun parco sono influenzati dalle caratteristiche di ventosità e di irraggiamento solare del sito nel quale è localizzato il parco stesso, dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia oltre che dai contratti PPA stipulati con controparti private di primario standing.

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

3° trimestre				9 mesi		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Risultati Operativi						
1.649	1.594	55	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.649	1.594	55
1.468	1.418	50	Eolico	1.468	1.418	50
180	175	5	Solare	180	175	5
622	495	127	Produzioni (GWh)	2.062	2.012	50
524	412	112	Eolico	1.824	1.808	15
98	83	15	Solare	238	204	34
Load Factor % ⁽²⁾						
16%	13%	3%	Eolico	19%	20%	-1%
25%	22%	3%	Solare	20%	18%	2%
161	178	(17)	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	149	151	(2)
121	132	(11)	Eolico	120	123	(3)
372	404	(32)	Solare	371	402	(31)

(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 **terzo trimestre 2025** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 622 GWh, di cui 524 GWh da fonte eolica e 98 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (495 GWh di cui 412 da fonte eolica e 83 GWh da fonte solare), per effetto di una maggiore ventosità registrata rispetto a quella scarsa registrata nell'analogo periodo 2024 e del contributo derivante dagli impianti eolici e solari oggetto di repowering entrati in esercizio tra fine 2024 e inizio 2025.

Nei **primi nove mesi 2025** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 2.062 GWh, di cui 1.824 GWh da fonte eolica e 238 GWh da impianti fotovoltaici, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (2.012 GWh di cui 1.808 da fonte eolica e 204 GWh da fonte solare), grazie al contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio nel corso del 2024 e nei primi mesi del 2025 e ad un maggiore irraggiamento, in gran parte compensato da una marcata minore ventosità registrata nel primo semestre dell'anno.



3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
(milioni di Euro)					
Risultati economici					
103	91	12	316	313	3
66	57	9	227	229	(3)
37	34	3	89	83	6
81	71	10	253	252	1
47	38	9	171	175	(4)
34	33	1	82	77	5
(32)	(31)	(1)	(96)	(93)	(3)
(21)	(20)	(1)	(63)	(59)	(4)
(11)	(11)	0	(33)	(34)	1
49	40	9	157	159	(2)
26	18	8	108	116	(8)
23	22	1	49	44	6
8	27	(19)	31	105	(75)
7	24	(16)	21	90	(69)
1	3	(2)	4	7	(4)
0	-	0	7	8	(1)
79%	78%	0%	80%	81%	-1%
71%	67%	4%	75%	76%	-1%
93%	97%	-4%	92%	93%	-1%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2025**, pari a 103 milioni, risultano in aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (91 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati, del pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati progressivamente in esercizio nel corso del periodo e dal valore dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024) in parte compensati dai minori prezzi catturati sui mercati dell'energia e dalle coperture fissate a prezzi inferiori rispetto a quelle del 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 e delle coperture, per ERG è stato pari a 121 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2024 (132 Euro/MWh).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 372 Euro/MWh (404 Euro/MWh nel terzo trimestre 2024) in riduzione per effetto delle coperture effettuate in linea con le policy di gruppo a prezzi inferiori rispetto a quelle del medesimo periodo del 2024.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Italia **del terzo trimestre 2025** è pari a 81 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (71 milioni).

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi 2025**, pari a 316 milioni, risultano in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (313 milioni) principalmente grazie al pieno contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati progressivamente in esercizio nel corso del periodo. Tali risultati sono in gran parte compensati dai minori volumi registrati derivanti da una persistente e significativa minor ventosità del primo semestre rispetto alle medie storiche.

Il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi e delle coperture, per ERG è stato pari a 120 Euro/MWh, in lieve contrazione rispetto ai primi nove mesi del 2024 (123 Euro/MWh) per effetto dei minori prezzi catturati dalla vendita dell'energia per effetto delle coperture a prezzi inferiori in parte compensato dal maggior valore dell'incentivo GRIN (55 Euro/MWh nel 2025, 42 Euro/MWh nel 2024).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 371 Euro/MWh (402 Euro/MWh nei primi nove mesi 2024) in diminuzione per effetto delle coperture effettuate in linea con le policy di gruppo a prezzi inferiori rispetto a quelle del medesimo periodo del 2024.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Italia dei primi nove mesi **2025** è pari a 253 milioni, in linea con i primi nove mesi del 2024 (252 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli ammortamenti dei primi nove mesi del 2025 (96 milioni) risultano in lieve aumento rispetto all'analogo periodo 2024 (93 milioni) per effetto del progressivo contributo degli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio.



Investimenti

Gli investimenti in Italia dei **primi nove mesi 2025** (31 milioni) si riferiscono principalmente alla realizzazione del Progetto di Storage, alle attività di Repowering e Revamping su alcuni impianti solari, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

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 greenfield per 18 MW), UK & Nordics (402 MW, incrementati, nel corso del 2025, con l'acquisizione di un parco eolico di 43 MW in Scozia e l'entrata in esercizio di un parco eolico greenfield da 47 MW in Irlanda del Nord), Germania (330 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

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

Si ricorda infine che nel mese di aprile 2024 il Gruppo è entrato nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti acquisendo un portafoglio eolico e solare (317 MW di cui 224 MW eolico e 92 MW solare).

Francia - Eolico e Solare

3° trimestre				9 mesi		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Risultati Operativi						
733	715	18	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	733	715	18
605	587	18	Eolico	605	587	18
128	128	0	Solare	128	128	0
263	235	27	Produzioni (GWh)	858	888	(29)
219	189	30	Eolico	740	782	(42)
44	47	(3)	Solare	118	106	12
Load Factor % ⁽²⁾						
16%	15%	2%	Eolico	19%	20%	-2%
16%	17%	-1%	Solare	14%	13%	1%
89	77	12	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	89	80	9
90	77	12	Eolico	90	80	10
83	75	8	Solare	86	80	6

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **terzo trimestre 2025** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 263 GWh, di cui 219 GWh da fonte eolica e 44 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2024 (235 GWh di cui 189 GWh da fonte eolica e 47 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto della maggiore ventosità e del pieno contributo dei parchi entrati in operatività nel terzo trimestre 2024 e nel primo semestre 2025 parzialmente compensata da un minor irraggiamento.

Nei **primi nove mesi del 2025** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 858 GWh, di cui 740 GWh da fonte eolica e 118 GWh da impianti fotovoltaici, in lieve riduzione rispetto al medesimo periodo del 2024 (888 GWh di cui 782 GWh da fonte eolica e 106 GWh da impianti fotovoltaici) per effetto, nel primo semestre 2025, di una ventosità significativamente inferiore rispetto alle medie storiche in parte compensata dai parchi entrati in operatività nel corso del 2024 e nel primo semestre 2025.



3° trimestre			(milioni di Euro)	9 mesi		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Risultati economici						
23	18	5	Ricavi <i>adjusted</i>	78	71	7
19	14	5	Eolico	68	62	6
4	4	(0)	Solare	10	9	2
12	5	7	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	43	35	8
10	3	7	Eolico	37	31	6
2	2	0	Solare	6	4	1
(12)	(11)	(1)	Ammortamenti e svalutazioni	(36)	(34)	(1)
(11)	(10)	(1)	Eolico	(31)	(30)	(2)
(1)	(2)	0	Solare	(4)	(4)	0
(0)	(6)	6	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	7	1	6
(1)	(6)	6	Eolico	5	1	5
1	1	0	Solare	2	(0)	2
3	18	(15)	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	15	136	(121)
3	18	(15)	Eolico	15	99	(85)
0	(0)	0	Solare	0	36	(36)
52%	29%	23%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	55%	49%	5%
51%	21%	30%	Eolico	54%	49%	5%
59%	59%	0%	Solare	56%	49%	7%

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

I **ricavi** registrati nel **terzo trimestre 2025** risultano pari a 23 milioni, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (18 milioni) per l'effetto perimetro derivante dai parchi entrati in esercizio nel primo semestre 2025 e dell'aumento dei prezzi di vendita dell'energia. I ricavi netti unitari dell'eolico Francia del terzo trimestre 2025, pari a 90 Euro/MWh risultano in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (77 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 83 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 75 Euro/MWh al periodo comparativo 2024 che era influenzato da alcuni parchi a mercato in attesa della partenza della FIT.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Francia del **terzo trimestre 2025** è pari a 12 milioni, in aumento rispetto medesimo periodo del 2024 (5 milioni), principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

I **ricavi** registrati nei **primi nove mesi del 2025** risultano pari a 78 milioni, in aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (71 milioni) per l'effetto perimetro derivante dai parchi entrati in esercizio nel corso del 2024 e nel primo semestre 2025 e dell'aumento dei prezzi di vendita dell'energia rispetto a quelli particolarmente depressi del 2024, parzialmente compensati dai minori volumi registrati nell'eolico. I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 90 Euro/MWh risultano in aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (80 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 86 Euro/MWh, in aumento rispetto ai 80 Euro/MWh del periodo comparativo 2024.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Francia dei **primi nove mesi del 2025** è pari a 43 milioni, in aumento rispetto medesimo periodo del 2024 (35 milioni), principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Gli **ammortamenti** dei primi nove mesi del 2025 (36 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (34 milioni) per il contributo dei parchi eolici e fotovoltaici sviluppati internamente (59 MW).

Investimenti

Gli investimenti in Francia dei **primi nove mesi 2025 (15 milioni)** si riferiscono principalmente alle attività di costruzione di un parco eolico greenfield (18 MW) entrato in esercizio nel secondo trimestre 2025 e all'avvio delle attività di costruzione del primo intervento di repowering (23 MW). Il dato comparativo 2024 include l'effetto dell'acquisizione di un portafoglio eolico e fotovoltaico (84 milioni) avvenuta nel primo trimestre 2024.



Germania - Eolico

3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati Operativi					
330	327	3	330	327	3
95	100	(5)	327	415	(88)
13%	14%	-1%	15%	19%	-4%
91	92	(1)	95	91	4

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Prosegue anche nel terzo trimestre la scarsa **produzione di energia** elettrica da fonte eolica riscontrata in Germania, in diminuzione rispetto ai periodi comparativi sia del trimestre che dei primi nove mesi dell'anno, per effetto della scarsa ventosità registrata (95 GWh nel terzo trimestre 2025 rispetto a 100 GWh, 327 GWh nei primi nove mesi 2025 rispetto a 415 GWh).

3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati economici					
9	10	(1)	32	39	(8)
4	4	(1)	16	24	(8)
(5)	(6)	0	(16)	(16)	(0)
(2)	(1)	(0)	(0)	8	(10)
3	3	1	11	4	10
42%	44%	-19%	49%	61%	-12%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2025** risultano pari a 9 milioni, in lieve riduzione rispetto al terzo trimestre 2024 (10 milioni), prevalentemente per effetto di una minore ventosità registrata nel periodo in parte compensata dal contributo del parco oggetto di repowering entrato in esercizio nel corso del 2025.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania nel trimestre, pari a 91 Euro/MWh, risultano sostanzialmente allineati rispetto al periodo comparativo 2024 (92 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo adjusted** in Germania del **terzo trimestre 2025** risulta pari a 4 milioni, sostanzialmente in linea con il terzo trimestre 2024 (4 milioni).

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi del 2025** risultano pari a 32 milioni, in riduzione rispetto al medesimo periodo 2024 (39 milioni), prevalentemente per effetto di una marcata minore ventosità registrata nel periodo solo 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 95 Euro/MWh, risultano pertanto in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (91 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo adjusted** in Germania dei **primi nove mesi del 2025** risulta pari a 16 milioni, in riduzione rispetto ai primi nove mesi 2024 (24 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

Investimenti

Gli investimenti in Germania dei primi 9 mesi 2025 (11 milioni) si riferiscono principalmente alla costruzione di un impianto eolico green-field per 22 MWe 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.

UK & Nordics - Eolico

3° trimestre			9 mesi			
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ	
Risultati Operativi						
402	311	91	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	402	311	91
159	118	41	Produzioni (GWh)	478	421	57
23%	21%	2%	Load Factor % ⁽²⁾	21%	21%	0%
61	46	15	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	63	61	2

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

Sia nel terzo trimestre, che nei primi nove mesi 2025, la **produzione di energia** elettrica in UK & Nordics risulta in aumento rispetto ai periodi comparativi grazie all'incremento della capacità installata nel Regno Unito e il pieno contributo del parco in Svezia (159 GWh nel terzo trimestre 2025 rispetto a 118 GWh, 478 GWh nei primi nove mesi 2025 rispetto a 421 GWh).

3° trimestre			9 mesi			
2025	2024	Δ	(milioni di Euro)	2025	2024	Δ
Risultati economici						
14	8	7	Ricavi adjusted	45	37	8
6	6	(0)	Margine operativo lordo adjusted	23	22	1
(5)	(4)	(1)	Ammortamenti e svalutazioni	(15)	(13)	(2)
1	2	(1)	Risultato operativo netto adjusted	8	10	(2)
6	8	(3)	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	104	18	86
42%	80%	-38%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	52%	60%	-8%

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

I ricavi registrati nel terzo trimestre 2025 risultano pari a 14 milioni, in aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (8 milioni), principalmente per effetto dell'incremento della capacità installata a seguito dell'acquisizione di un parco eolico a gennaio 2025 (43 MW) e all'entrata in esercizio nel terzo trimestre di un parco eolico sviluppato internamente (47 MW).

I ricavi netti unitari si attestano a 61 Euro/MWh, in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (46 Euro/MWh).

Il margine operativo lordo adjusted nell'area UK & Nordics del **terzo trimestre 2025** si attesta a 6 milioni, in linea con il terzo trimestre 2024 (6 milioni), che beneficiava di indennizzi contrattuali, assicurativi e garanzie ricevute da fornitori.

Gli ammortamenti del periodo (5 milioni) risultano in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (4 milioni) per effetto perimetro derivante dall'acquisizione del parco eolico in Scozia avvenuta nel mese di gennaio 2025 ed a quello costruito internamente ed entrato in esercizio nel terzo trimestre 2025 in Irlanda del Nord.

I ricavi registrati nei primi nove mesi del 2025 risultano pari a 45 milioni, in aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (37 milioni), principalmente per effetto dei nuovi parchi entrati in esercizio.

I ricavi netti unitari si attestano a 63 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (61 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo adjusted** nell'area UK & Nordics dei **primi nove mesi del 2025** si attesta a 23 milioni, solo in lieve aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (22 milioni) nonostante il contributo dei nuovi asset, in quanto il 2024 beneficiava di indennizzi contrattuali, assicurativi e garanzie ricevute da fornitori.

Gli ammortamenti del periodo (15 milioni) risultano in aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (13 milioni) per effetto perimetro derivante dall'acquisizione del parco eolico in Scozia avvenuta nel mese di gennaio 2025 e dall'entrata in esercizio, nel corso del terzo trimestre 2025, del parco costruito internamente in Irlanda dal Nord.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics dei primi 9 mesi **2025 (104 milioni)** si riferiscono all'acquisizione di un parco eolico in Scozia (43 MW) e alla costruzione di un nuovo parco eolico di 47 MW in Nord Irlanda entrato in esercizio nel corso del terzo trimestre 2025.



Spagna - Solare

3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati Operativi					
266	266	-	266	266	-
160	169	(9)	384	416	(32)
27%	29%	-2%	22%	24%	-2%
31	48	(17)	32	43	(11)

(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).

Sia nel terzo trimestre, che nei primi nove mesi 2025, la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta in diminuzione rispetto ai periodi comparativi per effetto del minore irraggiamento registrato e per fermi degli impianti a seguito del verificarsi di prezzi negativi (160 GWh nel terzo trimestre 2025 rispetto a 169 GWh, 384 GWh nei primi nove mesi 2025 rispetto a 416 GWh).

3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati economici					
6	9	(3)	15	19	(4)
3	7	(4)	6	12	(6)
(3)	(3)	0	(9)	(9)	0
0	4	(4)	(3)	3	(6)
0	0	(0)	0	0	0
48%	74%	-27%	38%	64%	-25%

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

Sia nel terzo trimestre, che nei primi nove mesi 2025, i ricavi risultano in diminuzione rispetto ai periodi comparativi per effetto della minore produzione e dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un periodo comparativo 2024 che aveva beneficiato di prezzi di copertura superiori (6 milioni nel terzo trimestre 2025 rispetto a 9 milioni, 15 milioni nei primi nove mesi 2025 rispetto a 19 milioni).

I ricavi netti unitari nel trimestre si attestano a 31 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli del terzo trimestre 2024 (48 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo adjusted** in Spagna del **terzo trimestre 2025** si attesta a 3 milioni, in contrazione rispetto al medesimo periodo 2024 (7 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.

I **ricavi netti unitari** dei primi nove mesi si attestano a 32 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli dei primi nove mesi 2024 (43 Euro/MWh) principalmente per l'inasprirsi del costo profilo a seguito delle maggiori ore sostanzialmente a zero o negativi nelle ore giornaliere.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Spagna dei **primi nove mesi del 2025** si attesta a 6 milioni, in contrazione rispetto al medesimo periodo 2024 (12 milioni) principalmente a seguito delle stesse motivazioni sopra commentate nei ricavi.



East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) - Eolico

3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati Operativi					
266	266	-	266	266	-
125	144	(19)	478	516	(38)
21%	24%	-3%	27%	30%	-2%
96	94	2	94	88	6

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Sia nel terzo trimestre, che nei primi nove mesi 2025, la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta in diminuzione rispetto ai periodi comparativi per effetto della minore ventosità registrata (125 GWh nel terzo trimestre 2025 rispetto a 144 GWh, 478 GWh nei primi nove mesi 2025 rispetto a 516 GWh).

3° trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati economici					
13	15	(2)	49	49	0
9	13	(4)	35	38	(4)
(5)	(5)	(0)	(14)	(14)	(0)
4	8	(4)	21	25	(4)
0	0	0	0	0	0
71%	86%	-15%	70%	79%	-8%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2025** pari a 13 milioni, risultano in lieve contrazione rispetto al medesimo periodo 2024 (15 milioni), principalmente per effetto dalle minori produzioni registrate.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 96 Euro/MWh, in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (94 Euro/MWh) per effetto 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 **terzo trimestre 2025** è pari a 9 milioni, in contrazione rispetto al terzo trimestre 2024 (13 milioni), che rifletteva il parziale rilascio di fondi in considerazione del venir meno dei rischi che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi 2025** pari a 49 milioni, risultano in linea con il medesimo periodo 2024 (49 milioni), per effetto dell'incremento dei prezzi catturati in Polonia e Bulgaria sostanzialmente compensato dalle minori produzioni e a minori prezzi catturati nel corso del terzo trimestre 2025.

I **ricavi netti unitari** medi in East Europe risultano pari a 94 Euro/MWh, in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (88 Euro/MWh) per effetto dei sopracitati maggiori prezzi di vendita dell'energia in Polonia e Bulgaria.

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

Il **margine operativo lordo adjusted** in East Europe dei **primi nove mesi del 2025** è pari a 35 milioni, in contrazione rispetto ai primi nove mesi 2024 (38 milioni), che riflettevano il parziale rilascio di fondi in considerazione del venir meno dei rischi che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.



Stati Uniti - Eolico e Solare

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

3° Trimestre			9 mesi		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Risultati operativi					
317	317	-	317	317	-
224	224	-	224	224	-
92	92	-	92	92	-
167	180	(14)	700	444	256
115	134	(19)	567	347	220
52	47	5	133	96	36
Load Factor % ⁽²⁾					
23%	27%	-4%	39%	27%	12%
25%	23%	2%	22%	23%	-1%
34	32	3	27	28	(1)
26	26	1	22	23	(1)
52	48	4	48	46	2
54	53	0	51	51	(0)
54	55	(1)	52	53	(1)
52	48	4	48	46	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 **terzo trimestre 2025** la **produzione di energia** elettrica in Stati Uniti risulta pari a 167 GWh (di cui 115 GWh da fonte eolica e 52 GWh da fonte solare), in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2024 (180 GWh, di cui 134 da fonte eolica e 47 da impianti fotovoltaici) per effetto della minore ventosità registrata solo in parte compensata dal miglior irraggiamento.

I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 26 Euro/MWh (54 Euro/MWh includendo i PTC), sostanzialmente in linea rispetto al periodo comparativo 2024, mentre quelli da fonte solare a 52 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (48 Euro/MWh), e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.

Nei **primi nove mesi del 2025** la **produzione di energia** elettrica in Stati Uniti risulta pari a 700 GWh (di cui 567 GWh da fonte eolica e 133 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (444 GWh, di cui 347 da fonte eolica e 96 da impianti fotovoltaici) nel quale gli assets americani avevano contribuito a partire dal 1° aprile 2024.

I **ricavi netti unitari** relativi all'impianto eolico si attestano a 22 Euro/MWh (52 Euro/MWh includendo i PTC), in linea rispetto al medesimo periodo 2024, mentre quelli da fonte solare a 48 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (46 Euro/MWh), e riflettono i prezzi dei PPA contrattualizzati con primarie controparti corporate.



3° Trimestre			(milioni di Euro)	9 mesi		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
			Risultati economici			
8	6	3	Ricavi <i>adjusted</i>	24	12	11
5	3	1	Eolico	16	8	8
4	2	1	Solare	8	4	4
9	8	1	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	33	20	13
6	6	0	Eolico	27	16	11
3	2	1	Solare	6	4	2
(6)	(6)	(0)	Ammortamenti e svalutazioni	(18)	(12)	(6)
(5)	(5)	(0)	Eolico	(15)	(10)	(5)
(1)	(1)	(0)	Solare	(3)	(2)	(1)
4	2	1	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	15	8	7
1	1	0	Eolico	12	6	6
2	1	1	Solare	3	2	1
0	0	0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	235	(234)
0	0	0	Eolico	0	182	(182)
(0)	0	(0)	Solare	0	53	(52)
11	10	2	Ricavi <i>adjusted</i> e Altri proventi (PTC)	40	23	18
8	7	0	Eolico	32	18	14
4	2	1	Solare	8	4	4

I **ricavi** registrati nel **terzo trimestre 2025** risultano pari a 8 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo 2024 (6 milioni) principalmente per effetto dei maggiori ricavi da capacity market sul solare.

I **ricavi e altri proventi (PTC)** risultano pari a 11 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 3 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 **terzo trimestre 2025** è pari a 9 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2024 (8 milioni) principalmente grazie all'effetto sopra commentato alla voce ricavi.

I **ricavi** registrati nei **primi nove mesi del 2025** risultano pari a 24 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo 2024 (12 milioni) che rifletteva il consolidamento dal 1° aprile 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 40 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, circa 17 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 dei **primi nove mesi del 2025** è pari a 33 milioni, in aumento rispetto al periodo comparativo 2024 (20 milioni) principalmente grazie all'effetto perimetro. Come già riportato nelle premesse, le società USA sono consolidate integralmente dal 1° aprile 2024.

Si ricorda che i dati risultano influenzati dal prezzo dei PPA e dal provento non monetario sopracitato.



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
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.

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

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



FATTI DI RILIEVO DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
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).



ERG IN BORSA

Al 30 settembre 2025 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 21,00 euro, andamento positivo (+6,87%) rispetto a quello della fine dell'anno precedente, seppure inferiore alla crescita dello S&P Global Clean Energy Index (+21,00%). Nello stesso periodo andamento positivo anche per l'Euro Stoxx Utilities Index (+21,28%), il FTSE MIB (+24,98%), il FTSE All Share (+24,54%) ed il FTSE Mid Cap (+18,69%).

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 21,46 euro (25 settembre).

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

Prezzo dell'azione:

Prezzo di riferimento al 30.09	21,00
Prezzo max (25.09) ⁽¹⁾	21,46
Prezzo min (08.04) ⁽¹⁾	15,96
Media Prezzo di riferimento	18,83

(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.

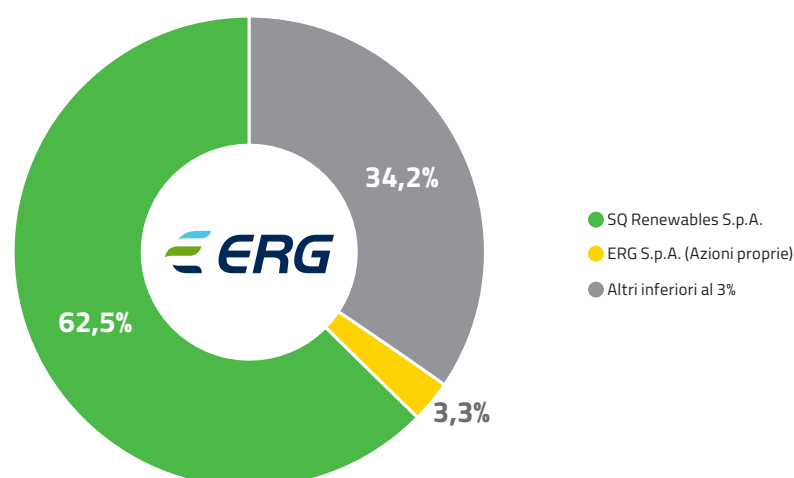
Volumi scambiati:

Volume massimo (20.05)	1.362.233
Volume minimo (13.08)	85.431
Volume medio	369.335

La capitalizzazione di borsa a fine trimestre ammonta a circa 3.157 milioni di euro (2.954 milioni di euro alla fine del 2024).

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

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





EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da volatilità sia dei prezzi di mercato che dei volumi, quest'ultimi dipendenti dalla disponibilità della risorsa naturale, vento e irraggiamento solare. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in aumento nel primo semestre del 2025 rispetto a quanto registrato nel 2024, mentre nel terzo trimestre si è evidenziato un calo. In termini di risorsa naturale, il miglioramento registrato nel terzo trimestre non è stato sufficiente a recuperare la scarsa ventosità in Europa registrata fino ad aprile, significativamente inferiore sia rispetto allo stesso periodo del 2024 sia rispetto alle medie storiche. Condizioni sia anemologiche che di irraggiamento lievemente inferiori al medesimo periodo del 2024 sono invece state registrate nei nostri parchi USA.

Si evidenzia che ERG, in linea con le migliori pratiche del settore e la propria consolidata politica di rischio, ha effettuato negli ultimi anni vendite a termine, principalmente attraverso contratti di fornitura di lungo termine a prezzo fisso (cosiddetti PPA) e contratti a termine anche mediante strumenti finanziari derivati. Tali coperture, quando effettuate con una logica di portafoglio dall'Energy Management di Gruppo per mezzo di ERG Power Generation S.p.A., vengono gestionalmente allocate alle varie società di progetto, proprietarie delle Unità di Produzione (UP). Il criterio allocativo delle coperture segue un meccanismo a cascata che, con la logica di mitigazione dei rischi connessi, ha il seguente ordine di priorità:

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

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

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di performance nel 2025 rispetto al 2024.

Italia

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

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

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



Estero

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto in forte aumento** rispetto al 2024 principalmente per effetto perimetro derivante dal pieno contributo dell'acquisizione in USA (224 MW), di tre parchi greenfield in Francia (59 MW) entrati nel corso del 2024 e del 2025, all'acquisizione effettuata a gennaio 2025 in UK (43 MW) e all'entrata in esercizio a luglio di un parco greenfield in UK (47 MW) oltre all'entrata in esercizio di un parco repowering in Germania (6 MW). La ventosità stimata tiene conto delle produzioni registrate caratterizzate da scarsa ventosità, mentre per il restante periodo dell'anno è allineata alle medie storiche/statistiche. Nel complesso si stimano volumi superiori ai dati registrati nel 2024.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in lieve riduzione** principalmente per il minor irraggiamento registrato e per effetto prezzi catturati inferiori in Spagna rispetto al 2024 in parte compensati dal pieno contributo derivante dall'acquisizione US (92 MW).

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

Guidance 2025

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

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

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



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 negli Stati Uniti.

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

Tra i principali player del mercato oil fino al 2008, ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine attraverso una trasformazione aziendale di successo verso un modello di sviluppo sostenibile: oggi la società è un primario operatore europeo nel settore delle energie rinnovabili.

Nel 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di Asset Rotation volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar", che si è concretizzato a fine 2023 con la cessione del business termoelettrico, perseguendo l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica interamente da fonti rinnovabili.

A seguito della finalizzazione di queste importanti operazioni, il Gruppo, la cui strategia industriale integra il piano ESG (Environmental, Social and Governance), in linea con gli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs), è diventato un operatore 100% Rinnovabile, protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, nonché nella realizzazione di una transizione energetica equa ed inclusiva. La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation S.p.A. che svolge:

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

zione dei parchi eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania.

Il Gruppo ERG, con un parco di generazione di 3.962 MW di capacità installata rinnovabile (3.296 MW eolico, 666 MW solare), 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.

ESTERO

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), UK (340 MW), Germania (330 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Svezia (62 MW) e Bulgaria (54 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, il Gruppo è presente negli Stati Uniti con 317 MW di potenza installata, di cui 224 MW nell'eolico e 92 MW nel fotovoltaico.



ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁹

Presidente:	Edoardo Garrone (esecutivo)
Vice Presidente:	Alessandro Garrone (esecutivo) ¹⁰ Giovanni Mondini (non esecutivo)
Amministratore Delegato:	Paolo Luigi Merli
Consiglieri:	Luca Bettonte (non esecutivo) Elisabetta Caldera (indipendente) ¹¹ Federica Lolli (indipendente) ¹¹ Marina Natale (indipendente) ¹¹ Elisabetta Oliveri (indipendente) ^{11,12} Barbara Poggiali (non esecutivo) Renato Pizzolla (non esecutivo) Daniela Toscani (indipendente) ¹¹

COLLEGIO SINDACALE¹³

Presidente:	Monica Mannino
Sindaci Effettivi:	Giulia De Martino Fabrizio Cavalli

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

Michele Pedemonte¹⁴

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.¹⁵

⁹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.

¹⁰ Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

¹¹ 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.

¹² Nominata Lead Independent Director in data 13 dicembre 2024.

¹³ Collegio Sindacale nominato in data 22 aprile 2025.

¹⁴ Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

¹⁵ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.



PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

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

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

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

3° trimestre				9 mesi		
2025	2024	Δ	(milioni di Euro)	2025	2024	Δ
Conto Economico Adjusted						
176	156	20	Ricavi	558	542	17
5	14	(8)	Altri proventi	26	32	(6)
181	170	12	Ricavi Totali	584	574	10
(2)	(4)	2	Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	(7)	(10)	4
(45)	(42)	(3)	Costi per servizi e altri costi operativi	(139)	(132)	(7)
(15)	(14)	(1)	Costi del lavoro	(46)	(43)	(4)
119	109	10	Margine Operativo Lordo	393	390	3
(68)	(66)	(2)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(206)	(193)	(13)
51	43	8	Risultato operativo netto	186	196	(10)
(13)	(9)	(4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(36)	(18)	(18)
0	(0)	0	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	0	(0)
37	34	4	Risultato prima delle imposte	150	178	(28)
(9)	(8)	(1)	Imposte sul reddito	(37)	(46)	9
28	25	3	Risultato netto attività continue	113	132	(19)
(1)	(1)	(0)	Risultato di azionisti terzi	(4)	(2)	(2)
27	25	2	Risultato netto attività continue di Gruppo	110	130	(21)
0	0	0	Risultato netto attività cedute	0	0	0
27	25	2	Risultato netto di Gruppo	110	130	(21)

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 del terzo trimestre 2025** sono pari a 176 milioni, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2024 (156 milioni) per effetto del pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 e dei maggiori volumi registrati nel periodo, nel confronto con un trimestre comparativo caratterizzato da scarsa ventosità.

I **ricavi dei primi 9 mesi 2025** sono pari a 558 milioni, in aumento rispetto al periodo comparativo (542 milioni), grazie al pieno contributo della nuova capacità installata progressivamente tra il 2024 e il 2025 e dei maggiori prezzi catturati, in gran parte compensata da una scarsa ventosità significativamente inferiore alle medie storiche in Europa. Lo scenario di mercato impatta solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti di Power Purchase Agreement (PPA) a condizioni di prezzo prestabilite e contratti finanziari.



2 - Altri proventi

Comprendono i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese e il parziale rilascio di fondi rischi. 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 17 milioni nei primi nove mesi 2025 (10 milioni nel periodo comparativo).

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

La voce include i costi per acquisti di materie prime e ricambi al netto delle variazioni delle rimanenze di magazzino ricambi.

4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

Gli **Altri costi operativi** sono relativi principalmente agli affitti passivi, ai canoni di locazione, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori adjusted dei primi nove mesi 2025 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a circa 2 milioni;
- gli accantonamenti al fondo business dismessi pari a 1,5 milioni.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli **ammortamenti** del **terzo trimestre** sono stati pari a 68 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (66 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti nel periodo e sviluppati internamente. La voce include inoltre gli ammortamenti IFRS 16 pari a 3 milioni (2 milioni nel terzo trimestre 2024).

Gli **ammortamenti** dei **primi nove mesi 2025** (206 milioni), in aumento rispetto ai primi nove mesi 2024 (193 milioni), si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti (8 milioni) e sviluppati internamente (5 milioni).

La voce include gli ammortamenti IFRS 16 pari a 8 milioni nei primi nove mesi 2025 (7 milioni nei primi nove mesi 2024).

I valori adjusted dei primi nove mesi 2025 non includono:

- le svalutazioni, pari a 7 milioni, del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici del portafoglio Germania, i cui piani di Repowering sono stati autorizzati nel periodo;
- le svalutazioni correlate a progetti di Revamping del portafoglio Solare Italia pari a 2 milioni.



6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** del **terzo trimestre 2025** sono pari a 13 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2024 (9 milioni), che beneficiava di una remunerazione particolarmente elevata sulla liquidità operativa e su quella destinata al rimborso dell'obbligazione ad aprile 2025, investita a breve termine, anche in considerazione del momento nel ciclo della politica monetaria.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel terzo trimestre 2025 si è attestato all'1,9% rispetto all'1,4% del terzo trimestre 2024.

Gli **oneri finanziari netti** dei **primi 9 mesi 2025** sono pari a 36 milioni, in aumento rispetto al periodo comparativo (18 milioni), principalmente per gli effetti già commentati riconducibili alla remunerazione a breve termine della liquidità e al rifinanziamento, a un tasso di interessi più elevato, dell'obbligazione rimborsata ad aprile 2025, benché il differenziale di rendimento tra i due bond sia stato notevolmente mitigato da operazioni di prehedghe stipulate nel 2020 a tassi estremamente competitivi rispetto a quelli vigenti alla data di emissione (luglio 2024).

Inoltre, si segnala che lo scostamento rispetto ai primi 9 mesi 2024 è riconducibile anche a minori oneri finanziari capitalizzati¹⁶ (2 milioni), all'accounting della Tax Equity Partnership del portafoglio USA¹⁷ (1 milione) e all'impatto derivante dall'applicazione dell'IFRS 16 sulle acquisizioni del periodo e sui nuovi parchi sviluppati internamente (1 milione).

La voce include gli oneri finanziari relativi all'applicazione dell'IFRS 16 (8 milioni nei primi 9 mesi 2025 rispetto ai 7 milioni dei primi 9 mesi 2024) e gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nei primi 9 mesi 2025 si è attestato all'1,7% rispetto all'1,5% dei primi 9 mesi 2024.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito del terzo trimestre** sono pari a 9 milioni, in lieve aumento rispetto al medesimo periodo 2024 (8 milioni), principalmente a seguito dei risultati operativi sopra commentati.

Le **imposte sul reddito dei primi nove mesi** sono pari a 37 milioni, in diminuzione rispetto ai 46 milioni dei primi nove mesi 2024, principalmente a seguito dei risultati operativi sopra commentati.

Il tax rate adjusted dei primi nove mesi, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (26% nei primi nove mesi 2024).

¹⁶ Iscritti secondo quanto disposto dallo IAS 23.

¹⁷ Si ricorda che le società acquisite negli Stati Uniti sono state consolidate integralmente dal 1° aprile 2024.



SITUAZIONE PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

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.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30/09/2024	(milioni di Euro)		30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
4.792	Capitale immobilizzato	1	4.732	4.780	4.841
67	Capitale circolante operativo netto	2	75	66	34
(3)	Fondi per benefici ai dipendenti		(2)	(2)	(3)
335	Altre attività	3	264	270	246
(889)	Altre passività	4	(855)	(839)	(873)
4.301	Capitale investito netto		4.213	4.275	4.246
2.105	Patrimonio netto di Gruppo		2.025	2.024	2.147
80	Patrimonio netto di terzi	5	68	72	76
1.888	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	6	1.882	1.949	1.793
228	Passività per leasing	6	237	229	229
2.117	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	6	2.120	2.179	2.023
4.301	Mezzi propri e debiti finanziari		4.213	4.275	4.246

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2024	1.580	3.212	49	4.841
Investimenti	3	90	0	92
Variazioni area di consolidamento	19	75	0	94
Altre variazioni e disinvestimenti	(28)	(71)	3	(96)
Ammortamenti	(59)	(157)	0	(216)
Variazioni Right-of-use assets	0	16	0	16
Capitale immobilizzato al 30/09/2025	1.514	3.166	52	4.732

La riga **Investimenti** si riferisce principalmente all'avanzamento della costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Francia (31 MW), Germania (38 MW) e alla realizzazione del primo progetto di Storage in Italia (13 MW).

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

La voce **Altre variazioni e disinvestimenti** si riferisce principalmente alla variazione dei cambi per le società in valuta statunitense ed inglese.

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

La passività per leasing al 30 settembre 2025 è pari a 237 milioni (229 milioni al 31 dicembre 2024). La variazione del periodo è riconducibile all'incremento della capacità installata.

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/09/2024	(milioni di Euro)	30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
2.132	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.189	2.197	2.129
(244)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(307)	(248)	(335)
1.888	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.882	1.949	1.793
228	Passività per leasing	237	229	229
2.117	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.120	2.179	2.023

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/09/2024	(milioni di Euro)	30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
419	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	494	494	419
1.597	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.597	1.596	1.597
2.016	Totale	2.091	2.090	2.016
159	Totale Project Financing	126	135	144
(31)	Quota corrente Project Financing	(19)	(19)	(18)
128	Project Financing a medio-lungo termine	107	116	125
(11)	Crediti finanziari a medio-lungo termine	(9)	(10)	(12)
2.132	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine ante IFRS 16	2.189	2.197	2.129
222	Passività per leasing	233	224	223
2.354	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	2.422	2.420	2.351

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



I **Debiti finanziari a medio-lungo termine** pari a 1.597 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 8 milioni.

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

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

I debiti per **Project Financing** pari a 126 milioni¹⁸ al 30 settembre 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 16 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;
- finanziamenti per 62 milioni erogati 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.

¹⁸ Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

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

30/09/2024	(milioni di Euro)	30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
80	Finanziamenti bancari a breve termine	97	197	179
498	Quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine	-	-	498
37	Altri debiti finanziari a breve termine	12	36	30
614	Passività finanziarie a breve termine	109	233	707
(283)	Disponibilità liquide	(277)	(341)	(591)
(587)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(145)	(145)	(460)
(869)	Attività finanziarie a breve termine	(422)	(486)	(1.051)
31	Project Financing a breve termine	19	19	18
(20)	Disponibilità liquide	(12)	(13)	(10)
11	Project Financing	7	6	9
(244)	Totale indebitamento finanziario netto a breve termine ante IFRS 16	(307)	(247)	(335)
6	Passività per leasing	5	5	7
(238)	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	(302)	(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, Project Financing e finanziamenti bancari a breve termine per (circa 10 milioni) oltre a passività correlate a componenti differite di corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (circa 2 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per 132 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 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:

3° trimestre			9 mesi	
2025	2024	(milioni di Euro)	2025	2024
119	109	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	393	390
(8)	(5)	Variazione capitale circolante	(93)	(67)
111	104	Cash Flow operativo	299	323
(22)	(57)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(92)	(182)
-	-	Acquisizioni di assets e business combination	(72)	(319)
(0)	1	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	1
(2)	(2)	Altre variazioni e disinvestimenti	(3)	(11)
(24)	(57)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(167)	(510)
(11)	(6)	Proventi (oneri) finanziari	(30)	(13)
-	-	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	1	-
0	(0)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	0
(11)	(6)	Cash Flow da gestione finanziaria	(29)	(13)
(5)	(5)	Cash Flow da gestione fiscale	(58)	(14)
(2)	(2)	Distribuzione dividendi	(149)	(150)
-	-	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(12)	(37)
(3)	(10)	Altri movimenti di patrimonio netto	(8)	1
(5)	(12)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(169)	(185)
1.949	1.912	Indebitamento finanziario netto iniziale ante IFRS 16	1.793	1.445
(67)	(24)	Variazione netta	89	443
1.882	1.888	Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	1.882	1.888
237	228	Passività per leasing	237	228
2.120	2.117	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.120	2.117

Il **Cash flow operativo** dei primi nove mesi 2025 è positivo per 299 milioni, in diminuzione rispetto al corrispondente periodo 2024 (323 milioni) per dinamiche puntuali del circolante.

Il **Cash flow da investimenti** dei primi nove mesi 2025 si riferisce agli impatti correlati all'acquisizione di un parco eolico nel Regno Unito (43 MW), alla costruzione di parchi eolici in UK (47 MW), Germania (22 MW) e Francia (18 MW), al repowering di un parco eolico in Francia (+23 MW) e due tedeschi (16 MW) e al completamento del primo progetto di Storage in Italia (13 MW).

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

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

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

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



INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione. Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo. Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

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

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

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

I **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

Il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come 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 asset;
- le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
- i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.



Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		(milioni di Euro)	Note	9 mesi	
2025	2024			2025	2024
118	109	Margine operativo lordo		390	383
Esclusione Special Items:					
1	0	Oneri accessori operazioni straordinarie	1	2	6
1	0	Accantonamento Fondo Business Dismessi	2	1	0
119	109	Margine operativo lordo adjusted		393	390

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

3° trimestre		(milioni di Euro)	Note	9 mesi	
2025	2024			2025	2024
(71)	(76)	Ammortamenti e svalutazioni		(216)	(204)
Esclusione Special Items:					
-	9	Svalutazione Repowering Wind Italia	3	-	10
2	-	Svalutazione Revamping Solar Italia	3	2	-
-	-	Svalutazione Repowering Wind Germany	3	7	-
(68)	(66)	Ammortamenti adjusted		(206)	(193)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

3° trimestre		(milioni di Euro)	Note	9 mesi	
2025	2024			2025	2024
24	18	Risultato netto attività continue di Gruppo		102	146
Esclusione Special Items:					
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	4	(1)	-
1	0	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	1	5
-	-	Esclusione imposta sostitutiva Wind & Solar Italy	5	-	(28)
0	-	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	2	1	0
2	7	Esclusione svalutazione Repowering /Revamping	3	7	7
27	25	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		110	130

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
- Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
- Svalutazioni di impianti esistenti che saranno oggetto di già approvati ed autorizzati piani di Repowering in Germania e di Revamping in Italia.
- Proventi finanziari netti correlati alla chiusura anticipata di un project financing in capo alla neoacquisita società in Regno Unito.
- Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle Business combination Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.



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

Conto Economico 9 mesi 2025

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno special items	Conto Economico adjusted
Ricavi	558	-	558
Altri proventi	27	(1)	26
Ricavi totali	585	(1)	584
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(7)	-	(7)
Costi per servizi e altri costi operativi	(142)	3	(139)
Costi del lavoro	(46)	-	(46)
Margine operativo lordo	390	3	393
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(216)	9	(206)
Risultato operativo	174	12	186
Proventi (oneri) finanziari netti	(35)	(1)	(36)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	-	(0)
Risultato prima delle imposte	139	11	150
Imposte sul reddito	(34)	(3)	(37)
Risultato netto attività continue	105	8	113
Risultato di azionisti terzi	(4)	-	(4)
Risultato netto attività continue di Gruppo	102	8	110
Risultato netto attività cedute	-	-	-
Risultato netto di Gruppo	102	8	110

Conto Economico 9 mesi 2024

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno special items	Conto Economico adjusted
Ricavi	542	-	542
Altri proventi	32	-	32
Ricavi totali	574	-	574
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(10)	-	(10)
Costi per servizi e altri costi operativi	(138)	7	(132)
Costi del lavoro	(43)	-	(43)
Margine operativo lordo	383	7	390
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(204)	10	(193)
Risultato operativo	179	17	196
Proventi (oneri) finanziari netti	(18)	-	(18)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	0	0
Risultato prima delle imposte	161	17	178
Imposte sul reddito	(13)	(33)	(46)
Risultato netto attività continue	148	(16)	132
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	(2)
Risultato netto attività continue di Gruppo	146	(16)	130
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	-	-	-
Risultato netto di Gruppo	146	(16)	130

www.erg.eu



ERG S.p.A.

Torre WTC
via De Marini, 1 - 16149 Genoa
Phone 0102401 - Fax 0102401585
www.erg.eu

REGISTER OFFICE

via De Marini, 1
16149 Genoa,
Italy



Press Release

The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the consolidated results for the first nine months of 2025 and the third quarter of 2025

First nine months of 2025:

Adjusted consolidated EBITDA: EUR 393 million, EUR 390 million in the first nine months of 2024

Adjusted Group net profit (loss): EUR 110 million, EUR 130 million in the first nine months of 2024

Third quarter of 2025:

Adjusted consolidated EBITDA: EUR 119 million, EUR 109 million in the third quarter of 2024

Adjusted Group net profit (loss): EUR 27 million, EUR 25 million in the third quarter of 2024

- **Financial results:** Third quarter results up thanks to the contribution of new installed capacity and better wind conditions compared to the same quarter last year. In the first nine months of 2025, EBITDA of EUR 393 million was up slightly on the previous period, with the contribution of new plants largely offset by wind conditions significantly below historical averages in Europe, particularly in the first half of the year.
- **Execution:** The Group's first BESS (Battery Energy Storage Systems) plant was launched in Vicari (Palermo), with a capacity of 12.5 MW, a nominal storage capacity of 50 MWh and a charge and discharge cycle of approximately 4 hours. The plant is the first step in the development of a pipeline of projects, some of which are already at an advanced stage, in Italy, the UK and Spain. The 47 MW Corlacky wind farm in Northern Ireland began operating at the end of July and is ramping up production.
- **Route-to-market:** In line with the strategy to secure revenue, three PPAs with a duration of 5-10 years were signed with RFI, an FS Group company, for a total of 1.2 TWh (185 GWh/year). Participation in the FER X auction with three projects, two wind repowering projects (141 MW) and one greenfield solar project (7 MW), for a total capacity of 148 MW. The results of the auction are expected in December 2025.
- **ESG Strategy:** The Group's sustainable strategy continues to rank among the highest in the most important ratings, with GRESB awarding it a 'top performer' score of 98/100 and Sustainable Fitch improving its rating from 79 to 83. The fifth project of the circular economy programme for social purposes, "Social Purpose for Solar Revamping", aimed at the Banco Alimentare, has been launched.
- **2025 Guidance:** Despite unfavourable wind conditions in the first half of the year, with a partial recovery in wind conditions in the third quarter and assuming a fourth quarter in line with historical averages, we confirm our guidance for 2025 with EBITDA between EUR 540 million and EUR 600 million, investments of between EUR 190 and EUR 240 million and net debt of between EUR 1,850 and EUR 1,950 million.

Genoa, 14 November 2025 – The Board of Directors of ERG S.p.A., in its meeting held today, approved the consolidated results for the first nine months of 2025 and the third quarter of 2025.

Paolo Merli, Chief Executive Officer of ERG, commented:

"We are satisfied with the results for the quarter, which showed growth thanks to the contribution of the new installed capacity and an improvement in wind conditions compared to last year. In light of the performance recorded in October, we confirm our guidance for 2025. During the period, we continued our growth trajectory with the commissioning of a 47 MW wind farm in Northern Ireland and the start-up of our first 12.5 MW BESS plant in Sicily. We are awaiting the official results of the FERX auction, in which we participated with three projects totalling 148 MW, 141 of which relate to two major repowering projects for wind farms. We have also taken a further step forward in securing long-term contracts for our production with the signing of three PPAs during the period, leading to a total of approximately 3.7 TWh per year of energy sold in this way to top-tier counterparties, thus confirming the validity of our business model."



HIGHLIGHTS

Adjusted ⁽¹⁾ 3rd quarter			Adjusted ⁽¹⁾ 9 months	
2025	2024	(EUR million)	2025	2024
MAIN INCOME STATEMENT FIGURES				
176	156	Revenue	558	542
119	109	Gross operating profit (EBITDA)	393	390
51	43	Operating profit (EBIT)	186	196
27	25	Profit attributable to owners of the parent	110	130
68%	70%	Ebitda Margin %	70%	72%
MAIN FINANCIAL FIGURES				
4,213	4,301	Net invested capital	4,213	4,301
2,093	2,184	Equity	2,093	2,184
1,882	1,888	Net financial indebtedness (before IFRS 16) ⁽²⁾	1,882	1,888
2,120	2,117	Net financial indebtedness (after IFRS 16) ⁽²⁾	2,120	2,117
47%	46%	Financial leverage before IFRS 16 ⁽³⁾	47%	46%
OPERATING DATA				
3,962	3,795	Total installed capacity at the end of the period	3,962	3,795
167		New installed capacity for the period	167	
50		of which Wind Italy	50	
5		of which Solar Italy	5	
112		of which Wind Abroad	112	
0		of which Solar Abroad	0	
1,590	1,441	Total electricity output	5,287	5,111
98		Production linked to the new capacity for the period	681	
40		of which Wind Italy	226	
11		of which Solar Italy	26	
48		of which Wind Abroad	383	
0		of which Solar Abroad	46	
119	109	Gross operating profit (EBITDA)	393	390
47	38	Wind Italy	171	175
34	33	Solar Italy	82	77
34	32	Wind Abroad	137	132
9	11	Solar Abroad	18	21
(5)	(5)	Corporate	(15)	(15)
105	105	Net unit revenue ⁽⁴⁾	101	102
22	57	Capital expenditure ⁽⁵⁾	164	500
674	659	Employees at the end of the period	674	659



(1) Adjusted economic indicators do not include special items and related applicable taxes.

(2) Net financial indebtedness is indicated in the dual measure "before IFRS 16", excluding the liabilities linked to the application of IFRS 16, and "after IFRS 16", including the aforementioned liabilities.

(3) Financial leverage before IFRS 16 is calculated by comparing the net financial indebtedness before IFRS 16 with the net invested capital, not including Right-of-Use assets amounting to EUR 223 million.

(4) Net unit revenue (net of clawbacks) is expressed in EUR/MWh and is calculated by dividing the technology output by the revenue achieved on energy markets, inclusive of the impact of hedges, of any incentives due and the relative variable costs associated to generation/sale including, for example, imbalance costs and market access fees.

(5) In property, plant and equipment and intangible assets. The figure for the first nine months of 2025 includes the impact of the acquisition made in January in the United Kingdom (43 MW), while the comparative figure includes the effects of the acquisitions in the United States (235 million) and France (84 million).

COMMENTS ON THE PERFORMANCE FOR THE PERIOD

Third quarter

In the third quarter of 2025, **adjusted revenue** amounted to EUR 176 million, up from EUR 156 million in the third quarter of 2024, due to the full contribution of the new capacity progressively installed between 2024 and 2025 and the higher volumes recorded in the period, which saw a recovery compared to the first half of the year, which was characterised by wind speeds well below historical averages, and an improvement compared to the third quarter of last year, when signs of a sharp decline in wind speeds began to emerge.

Production amounted to 1.6 TWh, up from 1.4 TWh in the third quarter of 2024, thanks to the full contribution of new capacity in operation (+0.1 TWh) in Italy, France and the UK and higher wind speeds in the main countries in which the Group operates.

Adjusted EBITDA, net of special items, amounted to EUR 119 million, up compared with the EUR 109 million (+10 million, +9%) recorded in the third quarter of 2024.

ITALY

- **Wind (EUR +9 million):** EBITDA of EUR 47 million, up compared with the third quarter of 2024 (EUR 38 million) due to higher production recorded (524 GWh compared with 412 GWh in the same period of 2024) as a result of higher wind speeds (+18% on a like-for-like basis) and the contribution of new assets in operation (+40 GWh). The lower prices captured on the energy markets are only partially offset by the increase in the price of the GRIN incentive (55 EUR/MWh in 2025, 42 EUR/MWh in 2024).
- **Solar (EUR +1 million):** EBITDA of EUR 34 million, up slightly compared to the third quarter of 2024 (EUR 33 million) due to higher output (98 GWh compared to 83 GWh in the third quarter of 2024) thanks to the contribution of repowered and revamped wind farms and improved irradiation (+5% on a like-for-like basis), largely offset by lower prices captured as a result of hedging at lower prices than in the same period of 2024.

ABROAD

- **Wind (EUR +2 million):** EBITDA of EUR 34 million, up compared to the third quarter of 2024 (EUR 32 million) due to the contribution of new assets that came on stream during the year and higher prices, partly offset by lower output. Total output amounted to 713 GWh compared to 684 GWh in the same period of 2024, thanks to the contribution from newly commissioned assets (+48 GWh), partly offset by the lower output recorded on a like-for-like basis.
- **Solar (EUR -3 million):** EBITDA of EUR 9 million, down compared to the third quarter of 2024 (EUR 11 million), mainly due to lower prices captured and lower output in Spain. Output amounted to 255 GWh in the third quarter of 2025, compared to 262 GWh in the third quarter of 2024, down due to the lower irradiation recorded in Spain and France.

Overall, the increase in gross operating margin during the quarter is mainly attributable to the contribution of the new installed capacity. On a like-for-like basis, the contribution was broadly in line, with higher output offset by lower selling prices.

It should be noted that the overall gross operating profit is impacted by the electricity price hedging policies implemented in line with the Group's risk policies.

Adjusted EBIT amounted to EUR 51 million (EUR 43 million in the third quarter of 2024). Depreciation and amortisation amounted to EUR 68 million, up slightly compared to the third quarter of 2024 (EUR 66 million), mainly due to the full contribution of wind farms built internally or acquired in 2025¹.

The **adjusted profit attributable to owners of the parent** amounting to EUR 27 million, up slightly compared to the third quarter of 2024 (EUR 25 million), reflects not only the operating results mentioned above, but also higher financial expenses (EUR 4 million), mainly due

¹ It should be noted that in the first quarter, the Group acquired a company in the United Kingdom that owns a wind farm with a total capacity of 43.2 MW, which has been consolidated on a line-by-line basis since 1 January 2025.



to increased financial debt.

In the third quarter of 2025, **capital expenditure** amounted to EUR 22 million (EUR 57 million in the third quarter of 2024) and relates to **investments in property, plant and equipment and intangible assets** mainly related to the completion of a wind farm in the UK (47 MW), and initial repowering work in France and Germany, in addition to the usual maintenance work aimed at further increasing the efficiency of the plants.

Net financial indebtedness before IFRS 16 amounted to **EUR 1,882 million**, a decrease (EUR -67 million) compared to 30 June 2025 (EUR 1,949 million). The change reflects the effects of positive operating cash flow for the quarter (EUR 111 million²), partly offset by investments (EUR 22 million), interest expense (EUR 11 million), tax payments (EUR 4 million³) and the distribution of dividends to minority shareholders (EUR 2 million).

Net financial indebtedness after IFRS 16, totalling **EUR 2,120 million**, includes the liabilities (pursuant to IFRS 16) relating to the discounting of future lease payments equal to EUR 237 million at 30 September 2025 (EUR 229 million at 30 June 2025). The change in the quarter is attributable to the increase in installed capacity following the entry into operation of the wind farm developed in the United Kingdom (47 MW).

First nine months

In the first nine months of 2025, **adjusted revenues** amounted to EUR 558 million, up slightly from EUR 542 million in the first nine months of 2024, thanks to the full contribution of the new capacity progressively installed which came into operation between 2024 and 2025, largely offset by low wind conditions significantly below historical averages in Europe, particularly in the first half of the year.

In fact, output amounted to 5.3 TWh, a slight increase compared to the first nine months of 2024 (5.1 TWh) thanks to the full contribution of new capacity in operation in Italy, France, the UK and the United States (+0.7 TWh, of which +0.3 in the US), largely offset by low wind conditions during the period (-0.5 TWh) on assets already in existence in 2024.

Adjusted EBITDA, net of special items, amounted to EUR 393 million, up compared with the EUR 390 million (EUR +3 million, +1%) recorded in the first nine months of 2024.

ITALY

- **Wind (EUR -4 million):** EBITDA of EUR 171 million, down compared to the first nine months of 2024 (EUR 175 million) due to lower volumes resulting from significantly lower wind levels in the first six months of the year. This reduction is partially offset by the full contribution of the repowered and greenfield plants that came into operation in 2024 and the increase in the price of the GRIN incentive (55 EUR/MWh in 2025, 42 EUR/MWh in the 2024). Total output stood at 1,824 GWh compared to 1,808 GWh in the same period of 2024, thanks to the contribution from new assets in operation (+226 GWh), substantially offset by the markedly lower wind levels (-12% on a like-for-like basis).
- **Solar (EUR +5 million):** EBITDA of EUR 82 million, up compared to the first nine months of 2024 (EUR 77 million) due to the contribution from the systems undergoing revamping and repowering and improved irradiation, partly offset by lower prices. Output totalled 238 GWh, up compared to 204 GWh in the first nine months of 2024.

ABROAD

- **Wind (EUR +5 million):** EBITDA of EUR 137 million, up slightly compared to the first nine months of 2024 (EUR 132 million) due to the contribution of new assets and higher prices, partly offset by wind speeds significantly below historical averages in Europe. Total output stood at 2,590 GWh compared to 2,481 GWh in the same period of 2024, thanks to the contribution from newly commissioned assets (+383 GWh), largely offset by the markedly lower wind levels (-11% on a like-for-like basis).
- **Solar (EUR -3 million):** EBITDA of EUR 18 million, down compared to the first nine months of 2024 (EUR 21 million) mainly due to lower prices in Spain, partly offset by the contribution of solar farms in the US and France, which gradually entered into operation during 2024. Output amounted to 635 GWh in the first nine months of 2025, compared to 618 GWh in the first nine months of 2024, mainly due to the full contribution of the farms, which gradually entered into operation during 2024 in the US and France (+46 GWh), largely offset by lower diffuse irradiation.

Overall, the effect of lower volumes recorded amounted to approximately EUR -48 million, partially offset by the contribution from installed capacity (around EUR +55 million) and higher sales prices.

² Includes adjusted EBITDA and the change in working capital.

³ Relating to companies in Spain, Germany and East Europe



It should be noted that the overall gross operating profit is impacted by the electricity price hedging policies implemented in line with the Group's risk policies

Adjusted EBIT amounted to EUR 186 million (EUR 196 million in the first nine months of 2024). Depreciation and amortisation amounted to EUR 206 million, up from EUR 193 million in the first nine months of 2024, due to the full contribution of the US assets, consolidated since 1 April 2024, and the new capacity acquired and installed.

The **adjusted profit attributable to owners of the parent** was EUR 110 million, down compared to the first nine months of 2024 (EUR 130 million), and reflects, in addition to what has already been commented on in relation to operating results, higher financial expense (EUR 18 million), primarily due to higher financial debt and the impact of the accounting of the Tax Equity Partnership in the US portfolio⁴ and lower taxes amounting to EUR 9 million.

In the first nine months of 2025, **capital expenditure** totalled EUR 164 million (EUR 500 million in the first nine months of 2024⁵) and refers to **capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets** mainly for the acquisition of a wind farm in the United Kingdom (43 MW), the greenfield construction of wind farms in the UK (47 MW), Germany (22 MW) and France (18 MW), the first repowering projects at a French wind farm (23 MW) and two German wind farms (16 MW) and the completion of the first Storage project in Italy (13 MW). The usual maintenance work aimed at further increasing the efficiency of the plants also continues.

The **net financial indebtedness before IFRS 16** totalled **EUR 1,882 million**, an increase (EUR +89 million) compared to 31 December 2024 (EUR 1,793 million). The change reflects the effects of dividend distributions to shareholders (EUR 149 million⁶), capital expenditure during the period (EUR 164 million⁷), completion of the treasury share purchase programme (EUR 12 million), and tax payments (EUR 23 million), partially offset by positive operating cash flow for the period (EUR 299 million⁸).

Net financial indebtedness post IFRS 16, amounting to **EUR 2,120 million**, includes the liability (pursuant to IFRS 16) relating to the discounting of future lease payments, which amounted to EUR 237 million at 30 September 2025, up from EUR 229 million at 31 December 2024, due to the increase in installed capacity.

⁴ It should be noted that companies acquired in the United States are fully consolidated on a line-by-line basis as of 1 April 2024.

⁵ The comparative figure includes the impact of the acquisition of portfolios of wind and solar farms in the United States (total 317 MW) and France (total 73 MW).

⁶ EUR 4 million of which to minorities.

⁷ The amount includes the effect of the acquisition in the United Kingdom in the first quarter of 2025.

⁸ Includes adjusted EBITDA and the change in working capital.



BASIS FOR PREPARATION

Quarterly report

This press release on the consolidated results of the ERG Group relating to the first nine months of 2025 and the third quarter of 2025 has been prepared on a voluntary basis in compliance with the provisions of Article 82-ter of the Issuers' Regulation (CONSOB resolution no. 11971 of 14 May 1999 and subsequent amendments).

Unless otherwise indicated, the income statement, statement of financial position and cash flow information has been prepared in compliance with the valuation and measurement criteria established by International Financial Reporting Standards (IFRS). The recognition and measurement criteria adopted in preparing the results for the first nine months of 2025 and the third quarter of 2025 are the same as those adopted in preparing the 2024 Integrated Consolidated Financial Statements and the Half-Year Condensed Consolidated Financial Statements at 30 June 2025, to which reference is made.

Unless otherwise indicated, the amounts included in this document are expressed in Euro.

Operating segments

Operating profit is presented and commented on with reference to the various geographical segments in which ERG operates, in line with the Group's internal performance measurement methods. It should be noted that the results, shown by geographical segment, reflect the energy sales on markets by Group Energy Management, in addition to the application of effective hedges of the generation margin. Said hedges include, inter alia, the use of instruments to hedge the price risk. For a clearer representation, the results of the operating segments include hedges relating to renewable energy sources ("RES").

Alternative Performance Indicators (APIs) and adjusted results

Some of the Alternative Performance Indicators (APIs) used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group.

These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

In order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted results". The results that include significant income statement components of an exceptional nature (special items) are also defined as "Reported results". A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section.

Risks and uncertainties in relation to the business outlook

With reference to the estimates and forecasts contained in this document, and in particular in the section "Business outlook", it should be noted that the actual results could differ from those presented due to a number of factors, including: future price trends, the operating performances of plants, wind and irradiance conditions, the impact of energy industry and environmental regulations, and other changes in business conditions and competitors' actions.

Certification from the Manager in charge of Financial Reporting

The Manager responsible for preparing the Company's financial reports, Michele Pedemonte, declares, pursuant to paragraph 2, Article 154-bis of the Consolidated Finance Act, that the accounting information this document contains matches the documentary records, books and accounting entries.

This press release, issued on 14 November 2025, is available to the public on the Company's website (www.erg.eu) in the "Media/Press Releases" section, at Borsa Italiana S.p.A. and on the authorised storage mechanism eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contacts:

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

Matteo Bagnara Head of Investor Relations – tel. + 39 010 2401423 – e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu - @ergnow



PERFORMANCE BY COUNTRY

3rd quarter				9 months		
2025	2024	Δ	(EUR million)	2025	2024	Δ
ADJUSTED REVENUE						
103	91	12	Italy	316	313	3
73	65	8	Abroad	242	228	14
23	18	5	France	78	71	7
9	10	(1)	Germany	32	39	(8)
14	8	7	UK & Nordics	45	37	8
6	9	(3)	Spain	15	19	(4)
13	15	(2)	East Europe	49	49	0
8	6	3	United States	24	12	11
10	9	0	Corporate	29	28	1
(10)	(9)	(1)	Intra-segment revenue	(29)	(27)	(2)
176	156	20	Total adjusted revenue	558	542	17
ADJUSTED GROSS OPERATING PROFIT						
81	71	10	Italy	253	252	1
43	43	(0)	Abroad	155	152	2
12	5	7	France	43	35	8
4	4	(1)	Germany	16	24	(8)
6	6	(0)	UK & Nordics	23	22	1
3	7	(4)	Spain	6	12	(6)
9	13	(4)	East Europe	35	38	(4)
9	8	1	United States	33	20	13
(5)	(5)	0	Corporate	(15)	(15)	(0)
119	109	10	Adjusted gross operating profit	393	390	3
ADJUSTED AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES						
(32)	(31)	(1)	Italy	(96)	(93)	(3)
(35)	(34)	(1)	Abroad	(107)	(98)	(10)
(12)	(11)	(1)	France	(36)	(34)	(1)
(5)	(6)	0	Germany	(16)	(16)	(0)
(5)	(4)	(1)	UK & Nordics	(15)	(13)	(2)
(3)	(3)	0	Spain	(9)	(9)	0
(5)	(5)	(0)	East Europe	(14)	(14)	(0)
(6)	(6)	(0)	United States	(18)	(12)	(6)
(1)	(1)	0	Corporate	(3)	(3)	0
(68)	(66)	(2)	Adjusted amortisation, depreciation and impairment losses	(206)	(193)	(13)



3rd quarter				9 months		
2025	2024	Δ	(EUR million)	2025	2024	Δ
ADJUSTED OPERATING PROFIT						
49	40	9	Italy	157	159	(2)
7	9	(2)	Abroad	47	55	(7)
(0)	(6)	6	France	7	1	6
(2)	(1)	(0)	Germany	(0)	8	(9)
1	2	(1)	UK & Nordics	8	10	(2)
0	4	(4)	Spain	(3)	3	(6)
4	8	(4)	East Europe	21	25	(4)
4	2	1	United States	15	8	7
(6)	(6)	0	Corporate	(18)	(18)	(0)
51	43	8	Adjusted operating profit	186	196	(10)
CAPITAL EXPENDITURE ⁽¹⁾						
8	27	(19)	Italy	31	105	(75)
12	29	(17)	Abroad	131	392	(261)
3	18	(15)	France	15	136	(121)
3	3	1	Germany	11	4	8
6	8	(3)	UK & Nordics	104	18	86
0	0	(0)	Spain	0	0	0
0	0	0	East Europe	0	0	0
0	0	0	United States	1	235	(234)
1	1	0	Corporate	2	3	(0)
22	57	(35)	Total capital expenditure	164	500	(336)

(1) They include capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets and M&A investments (EUR 72 million in the first nine months of 2025, EUR 319 million in the comparative period following the acquisitions in the United States and France). It should be noted that the figures do not include the increase in Right-of-Use assets.



REFERENCE MARKET

PRICE SCENARIO

3rd quarter			9 months	
2025	2024		2025	2024
Base load price scenario (EUR/MWh)				
Italy				
110	119	Single National Price (PUN)	116	102
55	42	Feed-in premium (GRIN)	55	42
32	37	TTF	38	32
72	68	CO ₂	71	65
Abroad				
56	51	France	61	48
82	76	Germany	88	70
103	115	Poland	107	103
96	101	of which Electricity	101	91
7	13	of which Certificates of Origin	7	12
88	123	Bulgaria	102	93
120	157	Romania	133	123
91	127	of which Electricity	104	94
29	29	of which Green Certificate	29	29
98	108	Northern Ireland	116	100
87	81	Great Britain	98	78
69	79	Spain	63	52
54	35	Sweden SE4	59	49
45	27	MISO-MidAm	34	22
44	30	MISO-Illinois	39	28



ITALY

The ERG Group operates in Italy through its companies that own wind and solar farms. Aside from the availability of plants, the performance of each farm is influenced by the wind speed profile and the solar irradiance of the site on which the farm is located, by the sales price of electricity, which can vary in relation to the region where the plants are located, by the incentive systems for renewable energy sources and by the regulations of organised energy markets, as well as by PPA contracts stipulated with prominent private counterparties. ERG is active in the generation of electricity in Italy, with an installed capacity of 1,468 MW in wind and 180 MW in solar.

3rd quarter				9 months		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Operating results						
1,649	1,594	55	Installed capacity (MW) ⁽¹⁾	1,649	1,594	55
1,468	1,418	50	Wind	1,468	1,418	50
180	175	5	Solar	180	175	5
622	495	127	Output (GWh)	2,062	2,012	50
524	412	112	Wind	1,824	1,808	15
98	83	15	Solar	238	204	34
Load Factor % ⁽²⁾						
16%	13%	3%	Wind	19%	20%	-1%
25%	22%	3%	Solar	20%	18%	2%
161	178	(17)	Net unit revenue (Eur/MWh)	149	151	(2)
121	132	(11)	Wind	120	123	(3)
372	404	(32)	Solar	371	402	(31)

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In the **third quarter of 2025, electricity output** in Italy amounted to 622 GWh, of which 524 GWh came from wind sources and 98 GWh from photovoltaic systems, up compared to the same period in 2024 (495 GWh, of which 412 from wind sources and 83 GWh from solar sources), due to higher wind speeds compared to the low winds recorded in the same period in 2024 and the contribution from repowered wind and solar plants that came online between the end of 2024 and the beginning of 2025.

In the **first nine months of 2025, electricity output** in Italy amounted to 2,062 GWh, of which 1,824 GWh came from wind power and 238 GWh from photovoltaic systems, a slight increase compared to the same period in 2024 (2,012 GWh, of which 1,808 from wind power and 204 GWh from solar power), thanks to the contribution of repowered and greenfield plants that came into operation during 2024 and in the first few months of 2025, and to increased solar radiation, which was largely offset by significantly lower wind speeds in the first half of the year.



3rd quarter			9 months			
2025	2024	Δ	(EUR million)	2025	2024	Δ
Economics results						
103	91	12	Adjusted revenue	316	313	3
66	57	9	Wind	227	229	(3)
37	34	3	Solar	89	83	6
81	71	10	Adjusted gross operating profit	253	252	1
47	38	9	Wind	171	175	(4)
34	33	1	Solar	82	77	5
(32)	(31)	(1)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(96)	(93)	(3)
(21)	(20)	(1)	Wind	(63)	(59)	(4)
(11)	(11)	0	Solar	(33)	(34)	1
49	40	9	Adjusted operating profit	157	159	(2)
26	18	8	Wind	108	116	(8)
23	22	1	Solar	49	44	6
8	27	(19)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	31	105	(75)
7	24	(16)	Wind	21	90	(69)
1	3	(2)	Solar	4	7	(4)
0	-	0	Storage	7	8	(1)
79%	78%	0%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	80%	81%	-1%
71%	67%	4%	Wind	75%	76%	-1%
93%	97%	-4%	Solar	92%	93%	-1%

(1) Ratio of adjusted gross operating profit to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the third quarter of 2025, amounting to EUR 103 million, was up compared to the same period in 2024 (EUR 91 million) due to higher volumes, the full contribution of repowered and greenfield plants that gradually came on stream during the period, and the value of the GRIN incentive (55 EUR/MWh in 2025, 42 EUR/MWh in 2024), partly offset by lower prices on the energy markets and hedging at lower prices than in 2024.

In light of the above, ERG's net unit revenue from wind power in Italy, considering the value of energy sales, including the value of incentives and hedging, was 121 EUR/MWh, down compared to the third quarter of 2024 (132 EUR/MWh).

Net unit revenue relating to photovoltaic systems totalled 372 EUR/MWh (404 EUR/MWh in the third quarter of 2024), down due to the hedges carried out in line with the group policies at lower prices than those of the same period of 2024.

Adjusted EBITDA in Italy for the **third quarter of 2025** amounted to EUR 81 million, an increase compared to the third quarter of 2024 (EUR 71 million).

Revenue recorded in the first nine months of 2025, amounting to EUR 316 million, was up slightly on the same period in 2024 (EUR 313 million), mainly thanks to the full contribution of repowered and greenfield plants that gradually came on stream during the period. These results are largely offset by lower volumes recorded due to persistently and significantly lower wind speeds in the first half of the year compared to historical averages.

ERG's net unit revenue from wind power in Italy, considering the value of energy sales, including the value of incentives and hedging, was 120 EUR/MWh, a slight decrease compared to the first nine months of 2024 (123 EUR/MWh) due to lower prices obtained from the sale of energy as a result of hedging at lower prices, partly offset by the higher value of the GRIN incentive (55 EUR/MWh in 2025, 42 EUR/MWh in 2024).

Net unit revenue relating to photovoltaic systems totalled 371 EUR/MWh (402 EUR/MWh in the first nine months of 2024), a decrease due to the hedges carried out in line with the group policies at lower prices than those of the same period of 2024.

Adjusted EBITDA in Italy in the first nine months of **2025** amounted to EUR 253 million, in line with the first nine months of 2024 (EUR 252 million), mainly due to the same reasons outlined above under revenue.

Depreciation and amortisation for the first nine months of 2025 (EUR 96 million) was up slightly compared to the same period in 2024 (EUR 93 million) due to the full contribution of the repowered and greenfield plants that came into operation.



Capital expenditure

Capital expenditure in Italy in the **first nine months of 2025 (EUR 31 million)** mainly refers to the completion of construction of the Storage Project, the Repowering and Revamping of some solar plants, in addition to the usual maintenance aimed at making the plants even more efficient.

ABROAD

ERG is active abroad in the generation of electricity from wind and solar sources.

ERG is one of the top ten operators in the wind power sector in Europe, with a significant and growing presence (1,603 MW in operation), particularly in France (605 MW, increasing following the entry into operation of a 18 MW greenfield wind farm), the UK & Nordics (402 MW, increased in 2025 with the acquisition of a 43 MW wind farm in Scotland and the commissioning of a 47 MW greenfield wind farm in Northern Ireland), Germany (330 MW), Poland (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Furthermore, ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 393 MW of installed capacity, of which 128 MW in France and 266 MW in Spain.

Finally it should be noted that, in April 2024, the Group entered the renewable energy market in the United States, acquiring a wind and solar portfolio (317 MW of which 224 MW wind and 92 MW solar).

France – Wind and Solar

3rd quarter				9 months		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Operating results						
733	715	18	Installed capacity (MW)⁽¹⁾	733	715	18
605	587	18	Wind	605	587	18
128	128	0	Solar	128	128	0
263	235	27	Output (GWh)	858	888	(29)
219	189	30	Wind	740	782	(42)
44	47	(3)	Solar	118	106	12
Load Factor %⁽²⁾						
16%	15%	2%	Wind	19%	20%	-2%
16%	17%	-1%	Solar	14%	13%	1%
89	77	12	Net unit revenue (EUR/MWh)	89	80	9
90	77	12	Wind	90	80	10
83	75	8	Solar	86	80	6

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

In the **third quarter of 2025, electricity output** in France amounted to 263 GWh, of which 219 GWh came from wind power and 44 GWh from photovoltaic systems, an increase compared to the same period in 2024 (235 GWh, of which 189 GWh from wind power and 47 GWh from photovoltaic systems) due to higher wind speeds and the full contribution of the farms that became operational in the third quarter of 2024 and the first half of 2025, partially offset by lower solar radiation.

In the **first nine months of 2025, electricity output** in France amounted to 858 GWh, of which 740 GWh came from wind power and 118 GWh from solar plants. This represents a slight decrease compared to the same period of 2024 (888 GWh, with 782 GWh from wind power and 106 GWh from photovoltaic systems), due in the first half of 2025 to significantly lower wind levels than the historical averages, partly offset by the plants commissioned in the course of 2024 and in the first half of 2025.



3rd quarter			(EUR million)	9 months		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Economics results						
23	18	5	Adjusted revenue	78	71	7
19	14	5	Wind	68	62	6
4	4	(0)	Solar	10	9	2
12	5	7	Adjusted gross operating profit	43	35	8
10	3	7	Wind	37	31	6
2	2	0	Solar	6	4	1
(12)	(11)	(1)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(36)	(34)	(1)
(11)	(10)	(1)	Wind	(31)	(30)	(2)
(1)	(2)	0	Solar	(4)	(4)	0
(0)	(6)	6	Adjusted operating profit	7	1	6
(1)	(6)	6	Wind	5	1	5
1	1	0	Solar	2	(0)	2
3	18	(15)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	15	136	(121)
3	18	(15)	Wind	15	99	(85)
0	(0)	0	Solar	0	36	(36)
52%	29%	23%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	55%	49%	5%
51%	21%	30%	Wind	54%	49%	5%
59%	59%	0%	Solar	56%	49%	7%

(1) Ratio of adjusted gross operating profit to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the third quarter of 2025 amounted to EUR 23 million, up slightly compared to the same period in 2024 (EUR 18 million) due to the scope effect of the wind farms that became operational in the first half of 2025 and the increase in energy sales prices. Net unit revenue from wind power in France in the third quarter of 2025, equal to 90 EUR/MWh, up compared with the comparative period of 2024 (77 EUR/MWh) due to better market prices and hedging in line with the group's risk policy. Net revenues per unit for photovoltaic plants totalled 83 EUR/MWh, a slight increase compared to 75 EUR/MWh in the comparative period of 2024, which was influenced by a number of farms on the market awaiting the start of the FiT.

The **adjusted EBITDA** in France in the **third quarter of 2025** amounted to EUR 12 million, a slight increase compared to the same period of 2024 (EUR 5 million), mainly due to the same reasons linked to revenue.

Revenue recorded in the first nine months of 2025 amounted to EUR 78 million, up compared to the same period in 2024 (EUR 71 million) due to the scope effect of the wind farms that became operational in 2024 and in the first half of 2025 and the increase in energy sales prices compared to the particularly depressed prices of 2024, partially offset by lower volumes recorded in wind power. Net unit revenue from wind power in France, equal to 90 EUR/MWh, up compared with the first nine months of 2024 (80 EUR/MWh) due to better market prices and hedging in line with the group's risk policy. Net unit revenue for photovoltaic systems totalled 86 EUR/MWh, up from 80 EUR/MWh in the comparative period of 2024.

The **adjusted EBITDA** in France in the **first nine months of 2025** amounted to EUR 43 million, an increase compared to the same period of 2024 (EUR 35 million), mainly due to the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation in the first nine months of 2025 (EUR 36 million) was up slightly compared to the first half of 2024 (EUR 34 million) due to the contribution of the wind farms and photovoltaic systems developed internally (59 MW).

Capital expenditure

Capital expenditure in France in the **first nine months of 2025 (EUR 15 million)** mainly refer to the construction of a greenfield wind farm (18 MW) which became operational in the second quarter of 2025 and the start of construction activities of the first repowering project (23 MW). The comparative figure for 2024 includes the effect of the acquisition of a wind and photovoltaic portfolio (EUR 84 million) in the first quarter of 2024.



Germany – Wind

3rd quarter			9 months		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Operating results					
330	327	3	330	327	3
Installed capacity (MW) ⁽¹⁾					
95	100	(5)	327	415	(88)
Output (GWh)					
13%	14%	-1%	15%	19%	-4%
Load Factor % ⁽²⁾					
91	92	(1)	95	91	4
Net unit revenue (EUR/MWh)					

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

The low **output of electricity** from wind power sources in Germany continued in the third quarter, down compared to the same periods in both the quarter and the first nine months of the year, due to the low wind speeds recorded (95 GWh in the third quarter of 2025 compared to 100 GWh, 327 GWh in the first nine months of 2025 compared to 415 GWh).

3rd quarter			9 months		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
(EUR million)					
Economics results					
9	10	(1)	32	39	(8)
Adjusted revenue					
4	4	(1)	16	24	(8)
Adjusted gross operating profit					
(5)	(6)	0	(16)	(16)	(0)
Amortisation, depreciation and impairment losses					
(2)	(1)	(0)	(0)	8	(10)
Adjusted operating profit					
3	3	1	11	4	10
Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets					
42%	44%	-19%	49%	61%	-12%
EBITDA Margin % ⁽¹⁾					

(1) Ratio of adjusted gross operating profit to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2025** amounted to EUR 9 million, down slightly compared to the third quarter of 2024 (EUR 10 million), mainly due to lower wind levels recorded during the period, partially offset by the contribution of the repowered farm that became operational in 2025.

Net revenue per unit for wind power in Germany in the quarter, amounting to 91 EUR/MWh, was substantially in line with the comparative period in 2024 (92 EUR/MWh).

Adjusted EBITDA in Germany for the **third quarter of 2025** amounted to EUR 4 million, substantially in line with the third quarter of 2024 (EUR 4 million).

Revenue recorded in the **first nine months of 2025** amounted to EUR 32 million, down compared to the same period in 2024 (EUR 39 million), mainly due to markedly lower wind levels recorded during the period, only partially offset by better prices achieved thanks to the one-way incentive mechanism and the contribution of the repowered farm that became operational in 2025.

Net unit revenue from wind power in Germany, equal to 95 EUR/MWh, was therefore up compared to the comparative period of 2024 (91 EUR/MWh).

The **adjusted EBITDA** in Germany in the **first nine months of 2025** amounted to EUR 16 million, down compared to the first half of 2024 (EUR 24 million), mainly for the same reasons linked to revenue.

Capital expenditure

Capital expenditure in Germany in the first nine months of 2025 (EUR 11 million) mainly relates to the construction of a 22 MWe green-field wind farm and the completion of the repowering of a wind farm with 6 MW of new wind capacity (+3 MW differential) that became operational in the second quarter of 2025.

UK & Nordics - Wind

3rd quarter			9 months			
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Operating results						
402	311	91	Installed capacity (MW) ⁽¹⁾	402	311	91
159	118	41	Output (GWh)	478	421	57
23%	21%	2%	Load Factor % ⁽²⁾	21%	21%	0%
61	46	15	Net unit revenue (Euro/MWh)	63	61	2

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

Both in the third quarter and in the first nine months of 2025, **electricity output** in the UK & Nordics increased compared to the same periods last year, thanks to the increase in installed capacity in the UK and the full contribution of the farm in Sweden (159 GWh in the third quarter of 2025 compared to 118 GWh, 478 GWh in the first nine months of 2025 compared to 421 GWh).

3rd quarter			9 months			
2025	2024	Δ	(EUR million)	2025	2024	Δ
Economics results						
14	8	7	Adjusted revenue	45	37	8
6	6	(0)	Adjusted gross operating profit	23	22	1
(5)	(4)	(1)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(15)	(13)	(2)
1	2	(1)	Adjusted operating profit	8	10	(2)
6	8	(3)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	104	18	86
42%	80%	-38%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	52%	60%	-8%

(1) Ratio of adjusted gross operating profit to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the third quarter of 2025 amounted to EUR 14 million, up compared to the same period of 2024 (EUR 8 million), mainly due to the increase in installed capacity following the acquisition of a wind farm in January 2025 (43 MW) and the entry into operation in the third quarter of an internally developed wind farm (47 MW).

Net unit revenue amounted to 61 EUR/MWh, up compared to the comparative period of 2024 (46 EUR/MWh).

Adjusted EBITDA in the UK & Nordics area in the **third quarter of 2025** amounted to EUR 6 million, in line with the third quarter of 2024 (EUR 6 million), which benefited from contractual and insurance compensation and guarantees received from suppliers. Amortisation and depreciation for the period (EUR 5 million) increased slightly compared to the same period in 2024 (EUR 4 million) due to the scope of consolidation resulting from the acquisition of the wind farm in Scotland in January 2025 and the wind farm built internally and commissioned in the third quarter of 2025 in Northern Ireland.

Revenue recorded in the first nine months of 2025 amounted to EUR 45 million, up compared to the same period of 2024 (EUR 37 million) mainly due to the new farms that came into operation.

Net unit revenue amounted to 63 EUR/MWh, up slightly compared to the first nine months of 2024 (61 EUR/MWh).

Adjusted EBITDA in the UK & Nordics area for the **first nine months of 2025** stood at EUR 23 million, only slightly up on the comparative period in 2024 (EUR 22 million) despite the contribution of new assets, as 2024 benefited from contractual and insurance compensation and guarantees received from suppliers.

Amortisation and depreciation for the period (EUR 15 million) increased compared to the first nine months of 2024 (EUR 13 million) due to the scope of consolidation resulting from the acquisition of the wind farm in Scotland in January 2025 and the entry into operation, during the third quarter of 2025, of the wind farm built internally in Northern Ireland.

Capital expenditure

Capital expenditure in the UK & Nordics region in the first 9 months of **2025 (EUR 104 million)** relate to the acquisition of a wind farm in Scotland (43 MW) and the construction of a new 47-MW wind farm in Northern Ireland, which became operational in the third quarter of 2025.



Spain – Solar

3rd quarter			9 months		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Operating results					
266	266	-	266	266	-
160	169	(9)	384	416	(32)
27%	29%	-2%	22%	24%	-2%
31	48	(17)	32	43	(11)

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

Both in the third quarter and in the first nine months of 2025, **electricity production** in Spain decreased compared to the same periods in previous years due to lower solar radiation and plant shutdowns following negative prices (160 GWh in the third quarter of 2025 compared to 169 GWh, 384 GWh in the first nine months of 2025 compared to 416 GWh).

3rd quarter			9 months		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Economics results					
6	9	(3)	15	19	(4)
3	7	(4)	6	12	(6)
(3)	(3)	0	(9)	(9)	0
0	4	(4)	(3)	3	(6)
0	0	(0)	0	0	0
48%	74%	-27%	38%	64%	-25%

(1) Ratio of adjusted gross operating profit to revenue from sales and services.

Both in the third quarter and in the first nine months of 2025, revenue decreased compared to the comparative periods due to lower production and lower market prices, which were particularly affected during daylight hours compared to a comparative period in 2024 that had benefited from higher hedging prices (EUR 6 million in the third quarter of 2025 compared to EUR 9 million, EUR 15 million in the first nine months of 2025 compared to EUR 19 million).

Net unit revenue in the quarter amounted to 31 EUR/MWh, down compared to the third quarter of 2024 (48 EUR/MWh).

Adjusted EBITDA in Spain in the **third quarter of 2025** amounted to EUR 3 million, down compared to the same period of 2024 (EUR 7 million) mainly due to the same reasons commented on above in revenue.

Net revenue per unit for the first nine months amounted to 32 EUR/MWh, down compared to the first nine months of 2024 (43 EUR/MWh), mainly due to the increase in the profile cost as a result of the higher number of hours with essentially zero or negative prices during the day.

Adjusted EBITDA in Spain in the **first nine months of 2025** amounted to EUR 6 million, down compared to the same period of 2024 (EUR 12 million) mainly due to the same reasons commented on above in revenue.



East Europe (Poland, Romania and Bulgaria) - Wind

3rd quarter			9 months		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Operating results					
266	266	-	266	266	-
125	144	(19)	478	516	(38)
21%	24%	-3%	27%	30%	-2%
96	94	2	94	88	6

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

Both in the third quarter and in the first nine months of 2025, **electricity production** in East Europe decreased compared to the comparative periods due to lower wind levels recorded (125 GWh in the third quarter of 2025 compared to 144 GWh, 478 GWh in the first nine months of 2025 compared to 516 GWh).

3rd quarter			9 months		
2025	2024	Δ	2025	2024	Δ
Economics results					
13	15	(2)	49	49	0
9	13	(4)	35	38	(4)
(5)	(5)	(0)	(14)	(14)	(0)
4	8	(4)	21	25	(4)
0	0	0	0	0	0
71%	86%	-15%	70%	79%	-8%

(1) Ratio of adjusted gross operating profit to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2025** amounted to EUR 13 million, down slightly compared to the same period of 2024 (EUR 15 million) mainly due to the lower output recorded.

Average net unit revenue in East Europe amounted to 96 EUR/MWh, up compared to the comparative period of 2024 (94 EUR/MWh) due to higher energy sales prices.

It should be noted that the measures (windfall tax) introduced by the Romanian government in 2024 and then renewed in 2025 to combat high energy prices require the Group's plants to sell through PPAs at 400 lei/MWh, which is approximately 80 EUR/MWh (450 lei/MWh until 31 March 2024, equivalent to approximately 90 EUR/MWh); these values do not include the green certificate revenue of 29 EUR/MWh.

Adjusted EBITDA in East Europe for the **third quarter of 2025** amounted to EUR 9 million, down compared to the third quarter of 2024 (EUR 13 million), reflecting the partial release of provisions in view of the disappearance of the risks that had originally led to their recognition.

Revenue recorded in the **first nine months of 2025**, equal to EUR 49 million, was in line with the same period of 2024 (EUR 49 million), due to the increase in prices captured in Poland and Bulgaria, largely offset by lower output and lower prices captured during the third quarter of 2025.

Average **net unit revenue** in East Europe amounted to 94 EUR/MWh, up compared to the comparative period of 2024 (88 EUR/MWh) due to aforementioned higher energy sales prices in Poland and Bulgaria.

It should be noted that the measures (windfall tax) introduced by the Romanian government in 2024 and then renewed in 2025 to combat high energy prices require the Group's plants to sell through PPAs at 400 lei/MWh, which is approximately 80 EUR/MWh (450 lei/MWh until 31 March 2024, equivalent to approximately 90 EUR/MWh); these values do not include the green certificate revenue of 29 EUR/MWh.

Adjusted EBITDA in East Europe for the **first nine months of 2025** amounted to EUR 35 million, down compared to the first nine months of 2024 (EUR 38 million), reflecting the partial release of provisions in view of the disappearance of the risks that had originally led to their recognition.



United States – Wind and Solar

It should be noted that this press release reflects the impact of the line-by-line consolidation of the wind and solar portfolio acquired in the United States (totalling 317 MW) as of 1 April 2024.

3rd quarter				9 months		
2025	2024	Δ		2025	2024	Δ
Operating results						
317	317	-	Installed capacity (MW) ⁽¹⁾	317	317	-
224	224	-	Wind	224	224	-
92	92	-	Solar	92	92	-
167	180	(14)	Output (GWh)	700	444	256
115	134	(19)	Wind	567	347	220
52	47	5	Solar	133	96	36
Load Factor % ⁽²⁾						
23%	27%	-4%	Wind	39%	27%	12%
25%	23%	2%	Solar	22%	23%	-1%
34	32	3	Net unit revenue (EUR/MWh)	27	28	(1)
26	26	1	Wind	22	23	(1)
52	48	4	Solar	48	46	2
54	53	0	Net unit revenue including PTC (EUR/MWh)	51	51	(0)
54	55	(1)	Wind	52	53	(1)
52	48	4	Solar	48	46	2

(1) Capacity of plants in operation at the end of the period.

(2) Actual output in relation to maximum theoretical output (calculated taking into account the actual date of entry into operation of each individual farm).

In the **third quarter of 2025, electricity output** in the United States totalled 167 GWh (of which 115 GWh from wind power and 52 GWh from solar), down compared to the third quarter of 2024 (180 GWh, of which 134 from wind power and 47 from photovoltaic plants) due to the lower wind levels recorded, only partially offset by the better irradiation.

Net unit revenue from wind power amounted to 26 EUR/MWh (54 EUR/MWh including PTCs), substantially in line with the comparative period of 2024, while those from solar sources amounted to 52 EUR/MWh, up slightly compared to the same period of 2024 (48 EUR/MWh), reflecting the prices of PPAs contracted with leading corporate counterparties.

In the **first nine months of 2025, electricity output** in the United States amounted to 700 GWh (of which 567 GWh from wind sources and 133 GWh from solar sources), up compared to the comparative period of 2024 (444 GWh, of which 347 from wind sources and 96 from photovoltaic systems), in which US assets had contributed since 1 April 2024.

Net unit revenue from wind power amounted to 22 EUR/MWh (52 EUR/MWh including PTCs), in line with the same period of 2024, while those from solar sources amounted to 48 EUR/MWh, up slightly compared to the comparative period of 2024 (46 EUR/MWh), reflecting the prices of PPAs contracted with leading corporate counterparties.



3rd quarter				9 months		
2025	2024	Δ	(EUR million)	2025	2024	Δ
			Economics results			
8	6	3	Adjusted revenue	24	12	11
5	3	1	Wind	16	8	8
4	2	1	Solar	8	4	4
9	8	1	Adjusted gross operating profit	33	20	13
6	6	0	Wind	27	16	11
3	2	1	Solar	6	4	2
(6)	(6)	(0)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(18)	(12)	(6)
(5)	(5)	(0)	Wind	(15)	(10)	(5)
(1)	(1)	(0)	Solar	(3)	(2)	(1)
4	2	1	Adjusted operating profit	15	8	7
1	1	0	Wind	12	6	6
2	1	1	Solar	3	2	1
0	0	0	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	1	235	(234)
0	0	0	Wind	0	182	(182)
(0)	0	(0)	Solar	0	53	(52)
11	10	2	Adjusted revenue and Other income (PTCs)	40	23	18
8	7	0	Wind	32	18	14
4	2	1	Solar	8	4	4

Revenue recorded in the **third quarter of 2025** amounted to EUR 8 million, up compared to the same period in 2024 (EUR 6 million), mainly due to higher revenue from the solar capacity market.

Revenue and other income (PTCs) totalled EUR 11 million and include, in addition to the aforementioned revenue, approximately EUR 3 million relating to the non-monetary income of the Production Tax Credit recognised under "Other income" and calculated on the basis of energy output recorded in the period from the wind farm.

Adjusted EBITDA in the United States **for the third quarter of 2025** amounted to EUR 9 million, up slightly compared to the first half of 2024 (EUR 8 million), mainly due to the effect mentioned above under revenue.

Revenue recorded in the **first nine months of 2025** amounted to EUR 24 million, up compared to the same period in 2024 (EUR 12 million), which reflected consolidation from 1 April 2024. The item also includes the positive release of the fair value of PPAs for the portion pertaining to the period.

Revenue and other income (PTCs) totalled EUR 40 million and includes, in addition to the aforementioned revenue, approximately EUR 17 million relating to the non-monetary income of the Production Tax Credit recognised under "Other income" and calculated on the basis of energy production recorded in the year from the wind farm.

Adjusted EBITDA in the United States for the **first nine months of 2025** amounted to EUR 33 million, up compared to the comparative period of 2024 (EUR 20 million), mainly due to the scope effect. As already mentioned in the introduction, US companies have been fully consolidated since 1 April 2024.

Please note that the figures are affected by the price of PPAs and the aforementioned non-cash income.



SIGNIFICANT EVENTS DURING THE QUARTER

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
31 July	United Kingdom	Wind	ERG has completed construction and started energising the Corlacky wind farm in Northern Ireland, consisting of 11 Vestas V117 turbines at 4.3 MW each, for a total installed capacity of 47.3 MW.
1 August	Italy	Corporate	ERG has signed a 15-year Power Purchase Agreement (PPA) with the A2A Group for the total supply of approximately 2.7 TWh of renewable energy from wind sources over the period, starting on 1 January 2027. The agreement provides for the purchase by A2A of clean energy produced by ERG's wind farm in Salemi Castelvetro in the province of Trapani, the fourth project launched as part of the repowering programme for the plants in its portfolio.
4 September	Italy	Corporate	ERG has signed three Power Purchase Agreements (PPAs) with the FS Group for the total supply of 1.2 TWh (185 GWh/year) of renewable energy starting on 1 October 2025. The first contract has a duration of 10 years and provides for the supply of 55 GWh/year, while the other two have a duration of 5 years and provide for the supply of 60 GWh/year and 70 GWh/year respectively. The energy will be supplied by wind farms in ERG's portfolio in Italy that are not subject to incentive schemes.

It should also be noted that on 1 July 2025, the proportional partial demerger was finalised through the spin-off of the indirect parent company San Quirico S.p.A. (which adopted the new name GARMON S.p.A.), with the transfer of part of its assets to a newly incorporated beneficiary company, wholly owned by the former, which assumed the name San Quirico S.p.A.

These changes have had no direct impact on the Company, either in relation to the limited management and coordination activity that SQ Renewables S.p.A. continues to carry out with respect to the Company, or in relation to the entity (namely GARMON S.p.A., formerly San Quirico S.p.A.) which ultimately continues to control ERG S.p.A.



SIGNIFICANT EVENTS AFTER THE REPORTING DATE

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
21 October	Italy	Corporate	Presented in Catania, the new charity-driven solar canopy at the Banco Alimentare della Sicilia warehouses, built thanks to the donation of regenerated modules as part of the Social Purpose for Solar Revamping programme, which will turn energy savings into food aid for the most vulnerable families.
5 November	Italy	Storage	ERG announces the launch of the first BESS (Battery Energy Storage Systems) plant in Vicari (Palermo), with a capacity of 12.5 MW, a nominal storage capacity of 50 MWh and a charge and discharge cycle of approximately 4 hours. The plant is located within ERG's electrical substation, to which the nearby wind farms of Vicari (37.5 MW) and Roccapalumba (46.8 MW) are connected.



ERG'S STOCK MARKET PERFORMANCE

At 30 September 2025, the reference price of the ERG share was EUR 21.00, a positive performance (+6.87%) compared to the end of the previous year, albeit lower than the growth of the S&P Global Clean Energy Index (+21.00%). In the same period, a positive performance was recorded by the Euro Stoxx Utilities Index (+21.28%), the FTSE MIB (+24.98%), the FTSE All Share (+24.54%) and the FTSE Mid Cap (+18.69%).

During the reporting period, the listed price of the ERG share ranged between a minimum of EUR 15.96 (8 April) and a maximum of EUR 21.46 (25 September).

Figures relating to the prices and exchange volumes of ERG's shares at 30 September 2025 are set out below:

Share price:

Reference price at 30.09	21.00
Maximum price (25.09) ⁽¹⁾	21.46
Minimum price (08.04) ⁽¹⁾	15.96
Average reference price	18.83

(1) Lowest and highest prices reached during the day's trading; hence they do not match the official reference prices on the same date.

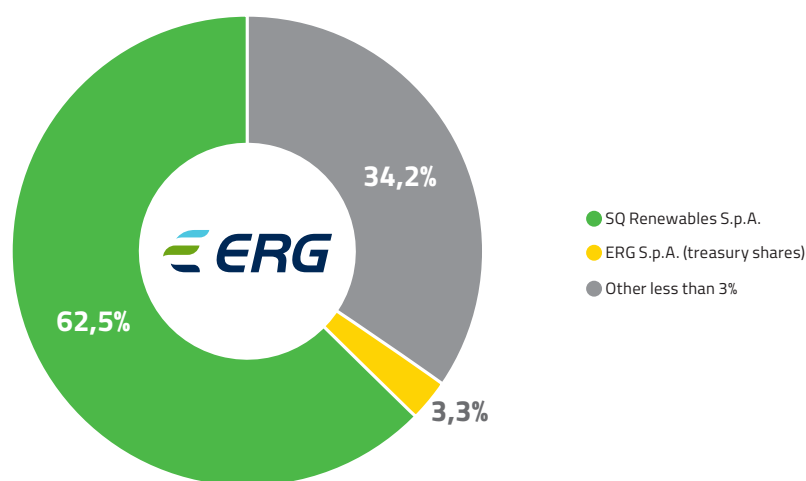
Volumes traded:

Maximum volume (20.05)	1,362,233
Minimum volume (13.08)	85,431
Average volume	369,335

Market capitalisation was approximately EUR 3,157 million at the end of the quarter (EUR 2,954 million at the end of 2024).

The number of shares outstanding at 30 September was 145,354,760.

Below is the company's shareholding structure at the reporting date of 30 September 2025:





BUSINESS OUTLOOK

The environment in which the Group operates is marked by volatility in both market prices and volumes, with the latter being dependent on the availability of natural resources, wind and solar irradiance. Commodity and electricity prices rose in the first half of 2025 compared with 2024, while the third quarter saw a decline. In terms of natural resources, the improvement recorded in the third quarter was not sufficient to compensate for the low wind speeds in Europe recorded up to April, which were significantly lower than both the same period in 2024 and historical averages. Conditions in terms of both wind and solar radiation were slightly lower than in the same period of 2024 in our US farms.

It should be noted that ERG, in line with the best practices in the sector and its consolidated risk policy, has in recent years made forward sales, mainly through long-term supply contracts at fixed prices (so-called PPAs) and forward contracts also through derivative financial instruments. These hedges, when carried out with a portfolio approach by the Group's Energy Management through ERG Power Generation S.p.A., are allocated from a management standpoint to the various project companies, which own the Production Units (PUs). The hedge allocation criterion follows a cascade mechanism which, with the idea of mitigating the associated risks, has the following order of priority:

- 1) electricity produced by PUs that do not have an incentive mechanism and are therefore fully exposed to the risk of market price volatility;
- 2) electricity produced by PUs that are subject to "Feed in Premium" tariffs, or mechanisms that provide for an incentive that is added to the market price;
- 3) any residual hedges are finally attributed to the quantities of electricity subject to for-difference incentive mechanisms, such as the former "green certificate" incentive tariffs (GRIN).

However, no hedges are envisaged for generation subject to two-way for-difference incentive mechanisms.

The expected outlook for the main operating and performance indicators in 2025 compared to 2024 is as follows

Italy

EBITDA for Wind is expected to be largely in line, thanks to the full contribution from the Repowering farms that came into operation in 2024, totalling 101 MW (177 MW gross of the decommissioning of old plants), the higher value of the GRIN incentive, which in 2025 stands at 55 EUR/MWh compared to 42 EUR/MWh in 2024, and the higher volumes expected for the year, despite the low wind levels recorded in the first months of 2025. These results are partly offset by the lower prices achieved from the forward hedges carried out in 2024, in line with the Group's policies.

Gross operating profit for Solar is expected to see a slight increase compared to 2024, mainly due to higher volumes from the revamping and repowering activities carried out in 2024, partly offset by lower prices captured from forward hedges made during 2024.

Gross operating profit for Wind & Solar in Italy is expected to increase slightly in 2025 compared to 2024.



Abroad

EBITDA for Wind is expected to increase significantly compared to 2024, mainly due to the scope effect from the full contribution of the acquisition in the USA (224 MW) and three greenfield farms in France (59 MW) that came online in 2024 and 2025, along with the acquisition made in January 2025 in the UK (43 MW) and the commissioning in July of a greenfield farm in the UK (47 MW), in addition to the entry into operation of a repowering farm in Germany (6 MW). The estimated wind levels take into account the output recorded, characterised by low wind conditions, while for the remainder of the year, they align with historical/statistical averages. Overall, volumes are estimated to be higher than the data recorded in 2024.

EBITDA for Solar is expected to decrease slightly, mainly due to lower irradiation and lower prices in Spain compared to 2024, partly offset by the full contribution from the US acquisition (92 MW).

Gross operating profit for Wind & Solar abroad is expected to see a significant increase compared to 2024.

2025 Guidance

For the year 2025, at Group level, gross operating profit is estimated in the range between EUR 540 million and EUR 600 million, up from the 2024 result (EUR 535 million).

Capital expenditure is in a range of between EUR 190 and EUR 240 million (EUR 553 million in 2024) and mainly includes the acquisition in the UK and the construction of the wind farms expected to be operational between 2025 and 2026.

Net financial indebtedness at the end of 2025 is expected to be in the range between EUR 1,850 million and EUR 1,950 million (EUR 1,793 million at the end of 2024), including the distribution of the ordinary dividend of EUR 1 per share.



BUSINESS DESCRIPTION

The ERG Group is a leading independent operator of clean energy from renewable sources, operating in nine countries at European level and in the United States.

The leading wind power operator in Italy and among the top ten in Europe in the onshore wind sector, the Group is also active in the generation of energy from solar sources, being among the top five in Italy and with a gradually increasing presence in France and Spain.

A major player in the oil market until 2008, ERG radically changed its business portfolio in anticipation of long-term energy scenarios, successfully transforming towards a sustainable development model. Today the company is a leading European player in the renewable energy sector.

In 2021, the Group embarked on an important Asset Rotation process aimed at completing its transformation towards a pure "Wind&Solar" business model, which materialised at the end of 2023 with the divestment of the thermoelectric business, pursuing the strategic objective of the 2022-2026 Business Plan to focus on the core business of electricity generation entirely from renewable sources.

As a result of the completion of these important transactions, the Group, whose industrial strategy integrates the ESG (Environmental, Social and Governance) plan, in line with the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs), has become a 100% Renewable operator, a key player in the decarbonisation process underway globally, as well as in the realisation of a fair and inclusive energy transition.

Management of the industrial and commercial processes of the ERG Group is entrusted to the subsidiary ERG Power Generation S.p.A., which carries out:

- centralised Energy Management & Sales activities for all generation technologies in which the ERG Group operates with the mission of securing output through long-term contracts and managing the hedging of merchant positions in line with the Group's risk policies;
- the Operation & Maintenance activities of its wind and solar farms, which involves insourcing the maintenance of the Italian wind

farms and some of the plants in France and Germany.

The ERG Group, with generation facilities of 3,962 MW installed renewable capacity (3,296 MW wind, 666 MW solar), operates directly or through its subsidiaries, in the following Geographical Segments:

ITALY

In Italy, ERG has a total installed capacity of 1,649 MW in the sector of electricity generation from wind and solar sources.

Specifically, ERG is the leading operator in the wind power sector in Italy with 1,468 MW of installed capacity, and a leading operator in solar power generation with 180 MW of installed capacity.

ABROAD

Outside Italy, ERG has a total installed capacity of 2,313 MW.

In wind power, ERG is one of the leading operators in Europe with a significant and growing presence (1,603 MW operational), particularly in France (605 MW), the UK (340 MW), Germany (330 MW), Poland (142 MW), Romania (70 MW), Sweden (62 MW) and Bulgaria (54 MW).

ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 393 MW of installed capacity, of which 128 MW in France and 266 MW in Spain.

In addition, the Group is present in the United States with 317 MW of installed capacity, of which 224 MW in wind power and 92 MW in photovoltaic power.



CORPORATE BODIES

Board of Directors⁹

Chairman:	Edoardo Garrone (executive)
Deputy Chairman:	Alessandro Garrone (executive) ¹⁰ Giovanni Mondini (non-executive)
Chief Executive Officer:	Paolo Luigi Merli
Directors:	Luca Bettonte (non-executive) Elisabetta Caldera (independent) ¹¹ Federica Lolli (independent) ¹¹ Marina Natale (independent) ¹¹ Elisabetta Oliveri (independent) ^{11,12} Barbara Poggiali (non-executive) Renato Pizzolla (non-executive) Daniela Toscani (non-executive) ¹¹

Board of Statutory Auditors¹³

Chairwoman:	Monica Mannino
Standing Auditors:	Giulia De Martino Fabrizio Cavalli

Manager responsible for preparing the Company's financial reports (Italian Law no. 262/05)

Michele Pedemonte¹⁴

Independent Auditors

KPMG S.p.A.¹⁵

⁹ Board of Directors appointed on 23 April 2024.

¹⁰ Director in charge of the Internal Control and Risk Management System.

¹¹ With reference to the provisions of Article 148, third paragraph, of the Italian Consolidated Finance Act, and the provisions of the current Corporate Governance Code promoted by Borsa Italiana S.p.A., also taking into account the "quantitative" and "qualitative" criteria defined in the Regulation for the operation of the Board of Directors, the Risk and Sustainability Committee and the Nominations and Remuneration Committee.

¹² Appointed Lead Independent Director on 13 December 2024.

¹³ Board of Statutory Auditors appointed on 22 April 2025.

¹⁴ Appointed on 26 April 2021 at the same time as appointment to the office of Group CFO.

¹⁵ Appointed on 23 April 2018 for the period 2018 – 2026.



FINANCIAL STATEMENTS AND OTHER INFORMATION

ADJUSTED INCOME STATEMENT

This section shows the adjusted operating results, shown with the exclusion of special items.

It should be noted that the company in the United Kingdom, acquired in January 2025, which owns a wind farm with a total capacity of 43.2 MW, has been consolidated on a line-by-line basis since 1 January 2025.

For the definition of indicators, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the Alternative Performance Indicators section below.

3rd quarter				9 months			
2025	2024	Δ	(EUR million)	2025	2024	Δ	
Adjusted Income Statement							
176	156	20	Revenue	1	558	542	17
5	14	(8)	Other income	2	26	32	(6)
181	170	12	Total revenue	584	574	10	
(2)	(4)	2	Purchases and change in inventories	3	(7)	(10)	4
(45)	(42)	(3)	Services and other operating costs	4	(139)	(132)	(7)
(15)	(14)	(1)	Personnel expense		(46)	(43)	(4)
119	109	10	Gross operating profit (EBITDA)	393	390	3	
(68)	(66)	(2)	Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	5	(206)	(193)	(13)
51	43	8	Operating profit (EBIT)	186	196	(10)	
(13)	(9)	(4)	Net financial income (expense)	6	(36)	(18)	(18)
0	(0)	0	Net gains (losses) on equity investments		(0)	0	(0)
37	34	4	Profit before taxes	150	178	(28)	
(9)	(8)	(1)	Income taxes	7	(37)	(46)	9
28	25	3	Net profit from continuing operations	113	132	(19)	
(1)	(1)	(0)	Non-controlling interests		(4)	(2)	(2)
27	25	2	Profit from continuing operations attributable to the owners of the parent	110	130	(21)	
0	0	0	Net profit (loss) from discontinued operations		0	0	0
27	25	2	Profit attributable to owners of the parent	110	130	(21)	

1 - Revenue

Revenue from sales consists mainly of:

- sales of electricity produced by wind farms and solar installations. The electricity is sold on wholesale channels, and to customers via bilateral agreements. Specifically, electricity sold wholesale includes sales on the IPEX electricity exchange, both on the "day-ahead market" (MGP) and on the "intraday market" (MI), in addition to sales to the main operators of the sector on the "over the counter" (OTC) platform and Power Purchase Agreements (PPAs), long-term energy sale contracts at pre-established prices, currently active in the wind sector in Italy, France, the United Kingdom, Spain and the United States;
- incentives related to the output of wind farms and solar installations in operation.

Revenue for the third quarter of 2025 amounted to EUR 176 million, up compared to the same period in 2024 (EUR 156 million) due to the full contribution of the new capacity progressively installed between 2024 and 2025 and the higher volumes recorded in the period, compared to a comparative quarter characterised by low wind conditions.

Revenue for the first nine months of 2025 amounted to EUR 558 million, up compared to the comparative period (EUR 542 million), thanks to the full contribution of the new capacity progressively installed between 2024 and 2025 and higher prices captured, largely offset by significantly lower than average wind conditions in Europe.

The market scenario only partially affected its results as the Group adopts a hedging policy that provides for sales through fixed rates, Power Purchase Agreements (PPAs) under pre-established price conditions and financial agreements.



2 - Other income

This includes insurance reimbursements, indemnities, expense recoveries and the partial release of risk provisions. From the second quarter of 2024 onwards, the item also includes income from PTCs (Production Tax Credits) under the Tax Equity Partnership agreements, an incentive instrument typical of the US renewables market, amounting to EUR 17 million in the first nine months of 2025 (EUR 10 million in the comparative period).

3 - Purchases and changes in inventories

The item includes costs for purchases of raw materials and spare parts net of changes in spare parts inventories.

4 - Services and other operating costs

Services include maintenance costs, costs for agreements with local authorities, for consulting services, insurance and for services rendered by third parties.

Other operating costs mainly relate to rent, lease payments, provisions for risks and charges and to taxes other than income taxes.

The adjusted values for the first nine months of 2025 do not include:

- the ancillary costs relating to non-recurring transactions equal to approximately EUR 2 million;
- allocations to the provision for disposed businesses of EUR 1.5 million.

5- Amortisation, depreciation and impairment losses

Depreciation and amortisation in the **third quarter** amounted to EUR 68 million, up from the third quarter of 2024 (EUR 66 million) and reflecting the full contribution of new assets acquired during the period and developed internally. The item also includes IFRS 16 amortisation and depreciation of EUR 3 million (EUR 2 million in the third quarter of 2024).

Depreciation and amortisation in the **first nine months of 2025** (EUR 206 million), up compared to the first nine months of 2024 (EUR 193 million), refers to wind farms and photovoltaic systems and reflects the full contribution of newly acquired assets (EUR 8 million) and assets developed internally (EUR 5 million).

The item includes IFRS 16 amortisation and depreciation of EUR 8 million in the first nine months of 2025 (EUR 7 million in the first nine months of 2024).

The adjusted values for the first nine months of 2025 do not include:

- write-downs of EUR 7 million of the net residual value of property, plant and equipment and intangible assets relating to wind farms in the German portfolio, for which repowering plans were approved during the period;
- the impairment related to the Revamping projects of the Italy Solar portfolio amounting to EUR 2 million.



6- Net financial income (expense)

Net financial expense for the **third quarter of 2025** amounted to EUR 13 million, up from EUR 9 million in the third quarter of 2024, which benefited from particularly high returns on operating cash flow and cash flow earmarked for the repayment of the bond in April 2025, invested in short-term instruments, also in view of the current monetary policy cycle.

The average cost of non-current liabilities in the third quarter of 2025 stood at 1.9% compared to 1.4% in the third quarter of 2024.

Net financial expense for the **first nine months of 2025** amounted to EUR 36 million, up from EUR 18 million in the comparative period, mainly due to the effects already mentioned relating to short-term remuneration of liquidity and the refinancing, at a higher interest rate, of the bond redeemed in April 2025, although the yield differential between the two bonds was significantly mitigated by pre-hedge transactions entered into in 2020 at extremely competitive rates compared to those prevailing at the date of issue (July 2024).

Furthermore, it should be noted that the difference compared to the first nine months of 2024 is also attributable to lower capitalised financial expenses¹⁶ (EUR 2 million), the accounting of the Tax Equity Partnership of the US portfolio¹⁷ (EUR 1 million) and the impact of the application of IFRS 16 on acquisitions during the period and on new farms developed internally (EUR 1 million).

The item includes financial expense related to the application of IFRS 16 (EUR 8 million in the first nine months of 2025 compared to EUR 7 million in the first nine months of 2024) and the effects of derivative instruments hedging interest rate fluctuation risk.

The average cost of medium/long-term debt in the first 9 months of 2025 stood at 1.7%, compared to 1.5% in the first 9 months of 2024.

7- Income taxes

Income taxes for the third quarter amounted to EUR 9 million, a slight increase compared to the same period in 2024 (EUR 8 million), mainly as a result of the operating results discussed above.

Income taxes in the first nine months totalled EUR 37 million, down compared to EUR 46 million in the first nine months of 2024, mainly due to the operating results commented on above.

The adjusted tax rate in the first nine months, obtained from the ratio between income taxes and profit before taxes, amounted to 24% (26% in first nine months of 2024).

¹⁶ Recognised in accordance with IAS 23.

¹⁷ It should be noted that the companies acquired in the United States have been fully consolidated since 1 April 2024.



RECLASSIFIED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

The reclassified statement of financial position contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, used in the preparation of the Annual Report, highlighting the **uses** of resources in non-current assets and in working capital and the related funding **sources**. For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Statement of Financial Position, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Indicators" section below.

RECLASSIFIED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

30/09/2024	(EUR million)		30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
4,792	Non-current assets	1	4,732	4,780	4,841
67	Net operating working capital	2	75	66	34
(3)	Employee benefits		(2)	(2)	(3)
335	Other assets	3	264	270	246
(889)	Other liabilities	4	(855)	(839)	(873)
4,301	Net invested capital		4,213	4,275	4,246
2,105	Equity attributable to owners of the parent		,025	2,024	2,147
80	Non-controlling interests	5	68	72	76
1,888	Net financial indebtedness before IFRS 16	6	1,882	1,949	1,793
228	Lease liabilities	6	237	229	229
2,117	Net financial indebtedness after IFRS 16	6	2,120	2,179	2,023
4,301	Equity and financial indebtedness		4,213	4,275	4,246

1 - Non-current assets

(EUR million)	Intangible assets	Property, plant and equipment	Financial assets	Total
Non-current assets at 31/12/2024	1,580	3,212	49	4,841
Capital expenditure	3	90	0	92
Change in consolidation scope	19	75	0	94
Other changes and divestments	(28)	(71)	3	(96)
Amortisation and depreciation	(59)	(157)	0	(216)
Changes in Right-of-use assets	0	16	0	16
Non-current assets at 30/09/2025	1,514	3,166	52	4,732

The **capital expenditure** row mainly refers to the progress of the construction of wind farms in the UK (47 MW), France (31 MW), Germany (38 MW) and the realisation of the first Storage project in Italy (13 MW).

The **Change in consolidation scope** row refers to the impact of the acquisition of wind assets in the United Kingdom (43 MW) in the first quarter of 2025.

The item **Other changes and disinvestments** mainly refers to the change in exchange rates for companies in US and UK currencies.

2 - Net operating working capital

This includes inventories of spare parts, receivables for the sale of electricity, trade payables mainly related to the purchase of electricity, maintenance of wind power and photovoltaic systems, and other trade payables.

3 - Other assets

These mainly comprise deferred tax assets, the positive fair value of electricity hedging derivatives due to commodity price movements, tax assets for tax advances and advance payments made against current provision of services.



4 - Other liabilities

These concern mainly the negative effect of the fair value of derivatives hedging electricity due to the trend in commodity prices, the fair value of VPPA (Virtual Power Purchase Agreements), the deferred tax liabilities calculated on the differences between carrying amounts and the related tax basis (mainly concessions and non-current assets), the estimate of income taxes due for the year, and the provisions for risks and charges.

The item also includes the liability recognised to the Tax Equity Partner corresponding to its right to receive tax benefits over time in the form, primarily, of Production Tax Credits (PTCs) and tax losses.

5 – Non-controlling interests

Minorities relate to non-controlling interests in subsidiaries incorporated under US law (75%), in two solar companies in France (59%) and in Andromeda PV S.r.l. (78.5%), owner of a photovoltaic park in Italy.

6 - Net financial indebtedness

Lease liabilities at 30 September 2025 amounted to EUR 237 million (EUR 229 million at 31 December 2024). The change in the period is attributable to the increase in installed capacity.

SUMMARY OF THE GROUP'S INDEBTEDNESS

30/09/2024	(EUR million)	30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
2,132	Non-current financial indebtedness	2,189	2,197	2,129
(244)	Current financial indebtedness (cash and cash equivalents)	(307)	(248)	(335)
1,888	Net financial indebtedness before IFRS 16	1,882	1,949	1,793
228	Lease liabilities	237	229	229
2,117	Net financial indebtedness after IFRS 16	2,120	2,179	2,023

The following table illustrates the **non-current financial indebtedness** of the ERG Group:

NON-CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS

30/09/2024	(EUR million)	30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
419	Non-current loans and borrowings	494	494	419
1,597	Non-current financial liabilities	1,597	1,596	1,597
2,016	Total	2,091	2,090	2,016
159	Total Project Financing	126	135	144
(31)	Current portion of Project Financing	(19)	(19)	(18)
128	Non-current Project Financing	107	116	125
(11)	Non-current financial assets	(9)	(10)	(12)
2,132	Total non-current financial indebtedness before IFRS 16	2,189	2,197	2,129
222	Lease liabilities	233	224	223
2,354	Total non-current financial indebtedness after IFRS 16	2,422	2,420	2,351

Non-current loans and borrowings at 30 September 2025 totalled EUR 494 million and refer to four sustainable bilateral linked loans and a new green loan entered into in the first half of 2025 for a nominal amount of EUR 75 million. The loans shown above are recognised net of medium/long-term ancillary charges recognised using the amortised cost method for approximately EUR 1 million.



Non-current financial liabilities of EUR 1,597 million mainly refer to the liability arising from the placement of three bonds issued as part of the Euro Medium Term Notes (EMTN) Programme, relating to:

- a nominal amount of EUR 500 million (6-year fixed-rate term);
- a nominal amount of EUR 600 million (7-year fixed-rate term);
- a nominal amount of EUR 500 million (10-year fixed-rate term).

These liabilities are recognised net of medium/long-term ancillary charges recognised for accounting purposes using the amortised cost method, amounting to approximately EUR 8 million.

It should be noted that the loan issued in 2019 (for a nominal amount of EUR 500 million) was repaid in April 2025.

The item also includes liabilities relating to deferred components of considerations for the purchase of assets and authorisations (roughly EUR 2 million).

The liabilities for “Project Financing” totalling EUR 126 million¹⁸ at 30 September 2025 relate to:

- EUR 49 million in loans relating to the company Andromeda S.r.l., owner of two photovoltaic systems in Central Italy;
- EUR 16 million in loans issued for the construction of a wind farm in Germany;
- EUR 62 million in loans issued for the construction of wind farms and photovoltaic systems in France.

Non-current financial assets of EUR 9 million refer to the long-term portion of assets arising from the fair value measurement of interest rate hedging derivatives.

¹⁸ These liabilities are recognised net of medium/long-term ancillary charges recognised for accounting purposes using the amortised cost method.

**CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS (CASH AND CASH EQUIVALENTS)**

30/09/2024	(EUR million)	30/09/2025	30/06/2025	31/12/2024
80	Current bank loans and borrowings	97	197	179
498	Current portion of non-current financial liabilities	-	-	498
37	Other current financial liabilities	12	36	30
614	Current financial liabilities	109	233	707
(283)	Cash and cash equivalents	(277)	(341)	(591)
(587)	Securities and other current financial assets	(145)	(145)	(460)
(869)	Current financial assets	(422)	(486)	(1.051)
31	Current Project Financing	19	19	18
(20)	Cash and cash equivalents	(12)	(13)	(10)
11	Project Financing	7	6	9
(244)	Total current net financial indebtedness before IFRS 16	(307)	(247)	(335)
6	Lease liabilities	5	5	7
(238)	Total non-current financial indebtedness after IFRS 16	(302)	(242)	(329)

Current bank loans and borrowings include positions related to current credit lines.

Other current financial liabilities mainly comprise accrued interest expenses on Bonds, Corporate Loans, Project Financing and Current bank loans and borrowings (EUR 10 million) in addition to liabilities related to deferred components of purchase consideration for assets and authorisations (around EUR 2 million).

Securities and other current financial assets primarily include short-term cash investments of EUR 132 million, accrued interest receivables of EUR 6 million, and the short-term portion of assets resulting from the fair value measurement of interest rate hedging derivatives amounting to EUR 5 million.



Cash flows

The statement of cash flows is presented based on adjusted values before IFRS 16, in order to facilitate understanding of the cash flow dynamics of the period. The breakdown of changes in net financial indebtedness is as follows:

3rd quarter			9 months	
2025	2024	(EUR million)	2025	2024
119	109	Adjusted gross operating profit	393	390
(8)	(5)	Change in net working capital	(93)	(67)
111	104	Cash flows from operations	299	323
(22)	(57)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	(92)	(182)
-	-	Asset acquisitions and business combinations	(72)	(319)
(0)	1	Capital expenditure on non-current financial assets	0	1
(2)	(2)	Other changes and divestments	(3)	(11)
(24)	(57)	Cash flows from investments/divestments	(167)	(510)
(11)	(6)	Financial income (expense)	(30)	(13)
-	-	Financial expense for closing loans	1	-
0	(0)	Net gains (losses) on equity investments	(0)	0
(11)	(6)	Cash flows from financing activities	(29)	(13)
(5)	(5)	Cash flows from tax management	(58)	(14)
(2)	(2)	Distribution of dividends	(149)	(150)
-	-	Share buy-back programme	(12)	(37)
(3)	(10)	Other changes in equity	(8)	1
(5)	(12)	Cash flows from equity	(169)	(185)
1,949	1,912	Initial net financial indebtedness before IFRS 16	1,793	1,445
(67)	(24)	Net change	89	443
1,882	1,888	Total net financial indebtedness before IFRS 16	1,882	1,888
237	228	Lease liabilities	237	228
2,120	2,117	Net financial indebtedness after IFRS 16	2,120	2,117

Cash flows from operations in the first nine months of 2025 were positive at EUR 299 million, down from the corresponding period of 2024 (EUR 323 million) due to the changes in working capital.

Cash flows from investments in the first nine months of 2025 refer to the impacts related to the acquisition of a wind farm in the United Kingdom (43 MW), the construction of wind farms in the UK (47 MW), Germany (22 MW) and France (18 MW), the repowering of one wind farm in France (+23 MW) and two in Germany (16 MW) and the completion of the first Storage project in Italy (13 MW).

Cash flows from financing activities refer to the interest accrued during the period.

Cash flows from tax management refer to the payment of direct taxes.

Cash flows from equity includes dividend distributions to shareholders, completion of the treasury share buy-back programme, changes in the cash flow hedge reserve related to derivative financial instruments, and the foreign exchange translation reserve.

The change in **Lease Liabilities** is attributable to the variation in the scope of consolidation due to the acquisition in the United Kingdom and to the commissioning of the new wind farms developed internally.



ALTERNATIVE PERFORMANCE INDICATORS

Definitions

On 3 December 2015, CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and presentation of Alternative Performance Indicators in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Indicators (CESR/05 – 178b), aim to promote the usefulness and transparency of alternative performance indicators so as to improve their comparability, reliability and comprehensibility. Some of the Alternative Performance Indicators (APIs) used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group. These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

Finally, in order to facilitate an understanding of the business segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted profit (loss)".

Since the composition of these indicators is not regulated by the applicable accounting standards, the method used by the Group to determine these indicators may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

Definitions of the APIs used by the Group and a reconciliation with the items of the Financial Statements templates adopted are as follows.

Adjusted revenue is revenue, as indicated in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items).

EBITDA is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets" to the Operating profit. EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the financial statements.

Adjusted EBITDA is the gross operating margin, as defined above, with the exclusion of significant special income components (special items).

Adjusted operating profit is the net operating profit, explicitly indicated as a subtotal in the financial statements, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items).

EBITDA margin is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the Revenue from sales and services of each individual business segment.

The **adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted amounts of taxes and profit before taxes.

Profit from continuing operations does not include the result from assets held for sale/discontinued operations, reclassified under the item "Profit (loss) from discontinued operations";

Adjusted Profit from continuing operations is the profit from continuing operations, with the exclusion of significant income statement components of an exceptional nature (special items), net of the related tax effects;

Adjusted profit attributable to owners of the parent is the adjusted profit from continuing operations with the exclusion of the profit attributable to non-controlling interests;

Capital expenditure is the sum of capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets, with the inclusion of Mergers & Acquisitions and not including Right-of-Use assets;

Net operating working capital is the sum of inventories, trade receivables and trade payables.

Net invested capital is the sum of Non-current assets (including Right-of-Use Assets), Net operating working capital, Liabilities related to Post-employment benefits, Other assets and Other liabilities;

Net financial indebtedness is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with ESMA Guidelines 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) and CONSOB Warning Notice no. 5/2021, also including the portion of non-current assets relative to derivative financial instruments.

For greater clarity, net financial indebtedness is indicated in the dual measure "before IFRS 16", excluding the liabilities linked to the application of IFRS 16, and "after IFRS 16", including the aforementioned liabilities.

Financial leverage before IFRS 16 is calculated by comparing the net financial indebtedness before IFRS 16 with the net invested capital, not including Right-of-Use assets.

Special items include significant special income components of an exceptional nature. These include:

- income and expense connected to events whose occurrence is non-recurring, i.e. those transactions or events that do not frequently re-occur over the normal course of business;
- income and expense related to events that are not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental costs;
- capital gains and losses linked to the disposal of assets;
- significant impairment losses recognised on assets following impairment tests;
- income and the associated reversals recognised in application of IFRS 9, in relation to the restructuring of loans in place.



Reconciliation with adjusted operating results

GROSS OPERATING PROFIT (EBITDA)

3rd quarter		(EUR million)	Note	9 months	
2025	2024			2025	2024
118	109	Gross operating profit (EBITDA)		390	383
Special items exclusion:					
1	0	Ancillary charges on extraordinary operations	1	2	6
1	0	Allocation Provision Disposed Businesses	2	1	0
119	109	Margine operativo lordo adjusted		393	390

AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES

3rd quarter		(EUR million)	Note	9 months	
2025	2024			2025	2024
(71)	(76)	Amortisation, depreciation and impairment losses		(216)	(204)
Special items exclusion:					
-	9	Impairment Repowering Wind Italy	3	-	10
2	-	Write-down Revamping Solar Italy	3	2	-
-	-	Impairment Repowering Wind Germany	3	7	-
(68)	(66)	Adjusted depreciation and amortisation		(206)	(193)

PROFIT ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT

3rd quarter			Note	9 months	
2025	2024			2025	2024
24	18	Profit from continuing operations attributable to the owners of the parent		102	146
Esclusione Special Items:					
-	-	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments	4	(1)	-
1	0	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions	1	1	5
-	-	Exclusion of substitute tax Wind & Solar Italy	5	-	(28)
0	-	Exclusion of expenses related to disposed Businesses	2	1	0
2	7	Exclusion of impairment losses recognised on Repowering/Revamping	3	7	7
27	25	Adjusted profit from continuing operations attributable to owners of the parent		110	130

1. Ancillary charges relating to other non-recurring transactions, as well as unsuccessful acquisitions.
2. Provisions relating to exceptional items on businesses disposed of by the Group.
3. Write-downs of existing plants that will be subject to already approved and authorised repowering plans in Germany and re-vamping plans in Italy.
4. Net financial income related to the early closure of project financing of the newly acquired company in the United Kingdom.
5. Reversal of the benefit of the substitute tax deriving from the exemption of the goodwill due to the merger in the Siena and Donatello Business combinations acquired in 2022.

Below is the reconciliation between the Financial Statements and the Adjusted Financial Statements shown and commented upon in this press



release:

Income Statement 9 months 2025

(EUR million)	Financial Statements	Reversal of special items	Adjusted Income Statement
Revenue	558	-	558
Other income	27	(1)	26
Total revenue	585	(1)	584
Purchases and change in inventories	(7)	-	(7)
Services and other operating costs	(142)	3	(139)
Personnel expense	(46)	-	(46)
Gross operating profit (EBITDA)	390	3	393
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	(216)	9	(206)
Operating profit (EBIT)	174	12	186
Net financial income (expense)	(35)	(1)	(36)
Net gains (losses) on equity investments	(0)	-	(0)
Profit before taxes	139	11	150
Income taxes	(34)	(3)	(37)
Net profit from continuing operations	105	8	113
Non-controlling interests	(4)	-	(4)
Profit from continuing operations attributable to the owners of the parent	102	8	110
Net profit (loss) from discontinued operations	-	-	-
Profit attributable to owners of the parent	102	8	110

Income Statement 9 months 2024

(EUR million)	Financial Statements	Reversal of special items	Adjusted Income Statement
Revenue	542	-	542
Other income	32	-	32
Total revenue	574	-	574
Purchases and change in inventories	(10)	-	(10)
Services and other operating costs	(138)	7	(132)
Personnel expense	(43)	-	(43)
Gross operating profit (EBITDA)	383	7	390
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	(204)	10	(193)
Operating profit (EBIT)	179	17	196
Net financial income (expense)	(18)	-	(18)
Net gains (losses) on equity investments	(0)	0	0
Profit before taxes	161	17	178
Income taxes	(13)	(33)	(46)
Net profit from continuing operations	148	(16)	132
Non-controlling interests	(2)	-	(2)
Profit from continuing operations attributable to the owners of the parent	146	(16)	130
Net profit (loss) from discontinued operations	-	-	-
Profit attributable to owners of the parent	146	(16)	130

www.erg.eu

