



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione approva il progetto di bilancio al 31.12.2023
Approvata la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari e
la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario
Proposto un dividendo di 1 Euro per azione**

Anno 2023

MOL consolidato a valori adjusted¹: 520 milioni di euro, 502 milioni nel 2022

Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted: 226 milioni di euro, 129 milioni nel 2022

Quarto trimestre 2023

MOL consolidato a valori adjusted: 155 milioni di euro, 112 milioni nel 4° trimestre 2022

Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted: 77 milioni di euro, 14 milioni nel 4° trimestre 2022

Risultati 2023 – In un contesto di scenario prezzi sfidante, ERG registra una performance positiva con EBITDA a 520 milioni di euro, nella parte alta della guidance comunicata al mercato ed in aumento del 4% rispetto al 2022, grazie al pieno contributo della nuova capacità installata nel corso del 2022 e 2023. L'utile netto in forte crescita riflette anche un'ottima performance finanziaria e il venire meno della tassazione straordinaria, che aveva gravato il 2022.

Modello Wind & Solar puro – Con la cessione della centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a Achernar Asset, ERG completa la propria trasformazione di business in un operatore rinnovabile puro, eolico e solare, uscendo definitivamente dalle fonti fossili.

Ingresso negli Stati Uniti – ERG entra nel mercato delle rinnovabili USA grazie alla partnership strategica con Apex Clean Energy per la gestione di un portafoglio di impianti eolico e solare per 317 MW con una produzione stimata di circa 1 TWh, oltre ad un *cooperation agreement* per circa 1 GW di nuovi progetti in fase di sviluppo. Il closing dell'operazione è previsto nel corso del secondo trimestre 2024.

Portafoglio RES in forte crescita – La capacità installata nell'eolico e solare è cresciuta nel 2023 di 322 MW, con un incremento cumulato nell'ultimo triennio di circa 1200 MW, più che compensando i circa 1000 MW ceduti nell'Hydro e Termo. Il portafoglio impianti ha raggiunto a fine 2023 una capacità installata totale di circa 3,3 GW.

Leadership nel Repowering - Completata la costruzione e avviato l'esercizio commerciale dei primi due parchi oggetto di repowering in Sicilia, a Partinico-Monreale (42 MW) e Camporeale (50 MW). Avviate nel corso del 2023 le costruzioni di altri due impianti inseriti nel programma di rinnovamento tecnologico del Gruppo per 177 MW, con un incremento di 101 MW rispetto alla potenza attuale in fase di smantellamento.

Securizzazione dei ricavi – Significativo avanzamento nell'obiettivo strategico di securizzazione dei ricavi con la firma di 4 Power Purchase Agreement (PPA) di lungo termine con primarie controparti corporate: EssilorLuxottica per circa 70GWh/anno, TIM per il rinnovo dell'accordo decennale da 540 GWh/anno, STMicroelectronics per circa 260 GWh/anno e con Google per la fornitura di 100 GWh/anno di energia green.

¹ Al fine di dare una rappresentazione efficace, i risultati economici sono esposti, anche per il periodo comparativo, al netto degli effetti delle misure transitorie (clawback measures / windfall taxes), derivanti dalle norme introdotte in diverse countries al fine di contrastare l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica e con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "adjusted". Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente documento "Indicatori Alternativi di Performance".

Programma di buyback – Avviato nel 2023 e concluso nei primi mesi del 2024 il programma di acquisto di azioni proprie come forma di investimento finalizzata, in particolare, a massimizzare la creazione di valore per la Società, in un periodo di deboli performance borsistiche del settore rinnovabili.

Importanti riconoscimenti su strategia ESG – Premiata la validità della strategia sostenibile del Gruppo attraverso upgrade e riconoscimenti dei principali rating internazionali. Confermata per il secondo anno la presenza nella “A List” di CDP con punteggio Leadership e la 28° posizione tra le “Global 100” di Corporate Knights, prima delle aziende italiane. Approvata la Dichiarazione Consolidata di carattere Non Finanziario e pubblicato oggi l'Executive Summary che riassume l'approccio alla sostenibilità di ERG.

Dividend Policy - Dividendo annuale confermato a 1 euro per azione, sostenibile nell'arco di piano.

Guidance 2024 - Per il 2024, basata sulla migliore stima dello scenario prezzi in un contesto di alta volatilità e incertezza, si stima un margine operativo lordo² nell'intervallo compreso tra 520 e 580 milioni, gli investimenti sono previsti nel range compreso tra 550 e 600 milioni. L'indebitamento finanziario netto adjusted³ è atteso tra 1.750 e 1.850 milioni, inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 euro per azione.

Genova, 13 marzo 2024 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2023, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari e la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario al 31 dicembre 2023, la relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti e il piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2024-2026).

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli Azionisti, che sarà convocata per il 23 aprile 2024 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 24 aprile 2024 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 1 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2024 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 20 maggio 2024 (ex date) e record date il 21 maggio 2024.

Risultati finanziari consolidati adjusted

IV Trimestre			Principali dati economici	Anno		
2023	2022	Var %	(milioni di Euro)	2023	2022	Var %
155	112	39%	Margine operativo lordo	520	502	4%
101	49	106%	Risultato operativo netto	305	273	12%
77	14	470%	Risultato netto attività continue di Gruppo	226	129	76%

	31.12.2023	31.12.2022	Variazione
Indebitamento finanziario netto	1.445	1.434	11
Leverage	40%	41%	

Leverage: rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto

² Guidance EBITDA al netto clawback measures. A partire dal 2024 i valori adjusted includono l'impatto dell'IFRS16 per 15 milioni e il consolidamento USA stimato a partire dal secondo semestre 2024.

³ Non include la passività IFRS16, pari rispettivamente a 172 milioni (esercizio 2023 effettivo) e a 210 milioni (guidance 2024).

Paolo Merli, Amministratore Delegato di ERG ha commentato: *“Siamo soddisfatti dei risultati economico-finanziari dell’anno ma anche, e soprattutto, della capacità del gruppo di finalizzare con successo la propria trasformazione industriale in operatore puro RES. Nel 2023 ERG ha dato ancora prova di una forte capacità di perseguire i propri obiettivi di crescita, in anticipo rispetto al Piano Industriale, attraverso un giusto mix, in Italia e all’estero, di sviluppo organico e attività M&A. L’uscita dal termoelettrico e l’ingresso negli Stati Uniti sono stati due momenti caratterizzanti il 2023 e, più in generale, la storia del Gruppo. Positiva anche la performance commerciale che ha visto la firma di quattro contratti di lungo termine per quasi 1 TWh di energia, con controparti di primo livello.*

Il nostro percorso di crescita continuerà nel 2024, con un portafoglio impianti atteso a circa 3,9 GW alla fine dell’esercizio. In un contesto di persistente volatilità e incertezza dei prezzi dell’energia, la guidance per il margine operativo lordo è prevista nell’intervallo compreso tra 520 e 580 milioni. Nel corso dell’esercizio prevediamo investimenti tra i 550 e 600 milioni e un indebitamento finanziario netto tra 1.750-1.850 milioni”.

La Società ha deciso di avvalersi della facoltà introdotta dal Decreto Legge 17 marzo 2020, n. 18, (convertito, con modificazioni, dalla Legge 24 aprile 2020, n. 27 e come da ultimo prorogato dall’articolo 3, comma 12-duodecies, del Decreto Legge 30 dicembre 2023, n. 215, convertito con modificazioni dalla Legge 23 febbraio 2024, n.18) prevedendo che (i) gli Azionisti possano intervenire in Assemblea esclusivamente tramite il Rappresentante Designato; (ii) gli organi di amministrazione e controllo della Società nonché il Rappresentante Designato possano intervenire in Assemblea mediante mezzi di telecomunicazione che garantiscano l’identificazione dei partecipanti, la loro partecipazione e l’esercizio del diritto di voto, senza in ogni caso la necessità che si trovino nel medesimo luogo il Presidente ed il segretario verbalizzante.

Variazione perimetro di business nel 2023

▪ **Solare Spagna**

In data **23 dicembre 2022** ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con Renertia Investment Company un accordo per l’acquisizione del 100% del capitale di una società proprietaria di un impianto solare fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, nella comunità autonoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MW.

Il valore dell’operazione in termini di *enterprise value* è stato pari a 30 milioni di euro. In data **30 giugno** è stato perfezionato il closing dell’operazione.

Si precisa che la neoacquisita società spagnola è stata consolidata patrimonialmente dal 30 giugno 2023 ed economicamente dal terzo trimestre 2023.

▪ **Solare Spagna**

In data **5 maggio 2023** ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l’acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L’impianto, per una capacità installata di 149 MW, ha completato la fase di costruzione e messa in esercizio nel corso dell’ultimo trimestre del 2023.

Il valore dell’operazione in termini di *enterprise value* alla Commercial Operating Date è stato valutato essere di 170 milioni di euro, di cui circa 90 milioni relativi a finanziamenti bancari, e un *equity value* pari a 80,5 milioni di euro. In data **23 giugno** è stato perfezionato il closing dell’operazione.

La neoacquisita società spagnola è stata consolidata patrimonialmente dal 30 giugno 2023.

▪ **Termoelettrico**

In data 17 ottobre 2023 il Gruppo ha perfezionato il closing con Achernar Energy S.p.A. (società controllata da Achernar Assets AG) per la cessione dell’intero capitale di ERG Power S.r.l. L’operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 29 giugno 2023.

Si precisa inoltre che, nel corso dell’esercizio, sono entrati in piena operatività un parco eolico in Regno Unito per una capacità complessiva pari a 92 MW sviluppato e costruito internamente e i parchi fotovoltaici delle neoacquisite società spagnole per un totale di 174 MW.

Inoltre, ERG ha completato la costruzione e la messa in esercizio commerciale di due primi progetti di repowering del parco eolico di Partinico-Monreale, per una potenza installata complessiva di 42 MW (+26 MW incrementali) e Camporeale per una potenza complessiva installata di 50 MW (+30 MW incrementali).

ERG entra nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti:

In data 21 dicembre 2023, il Gruppo ha annunciato la firma di un importante accordo con Apex Clean Energy Holdings LLC (Apex) primario sviluppatore indipendente americano di energia pulita, per la creazione di una partnership strategica con la missione di gestire un portafoglio di impianti eolico e solare già operativo e potenzialmente svilupparlo.

Tale operazione rappresenta il primo passo del Gruppo nel mercato oltreoceano e prevede la creazione di una holding di diritto statunitense nella quale saranno conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi entrati in esercizio in tempi recenti, per complessivi 317 MW di capacità installata e una produzione stimata di circa 1 TWh, oltre ad un cooperation agreement relativo a circa 1 GW di nuovi progetti solari ed eolici onshore in fase di sviluppo negli Stati Uniti.

La holding sarà partecipata al 75% da ERG ed al 25% da Apex che proseguirà nella gestione operativa degli asset. Il portafoglio si compone di un parco eolico onshore da 224,4 MW situato in Iowa ed entrato in esercizio nella prima metà del 2023, con una produzione stimata annua di oltre 800 GWh, e di un parco fotovoltaico da 92,4 MW situato in Illinois ed entrato in esercizio nella seconda metà del 2022, con una produzione stimata annua di oltre 150 GWh, pari a complessive 387 kt di CO2 evitata. Entrambi gli impianti si trovano nel Midcontinent Independent System Operator (MISO), il mercato elettrico statunitense territorialmente più esteso e secondo per capacità installata. I due impianti beneficiano di accordi di Tax Equity con controparti finanziarie e saranno privi di debito al closing. La securizzazione dei ricavi è garantita da contratti di vendita di lungo termine (PPA) siglati con primarie controparti corporate. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è pari a 270 milioni di dollari. Il closing dell'operazione è previsto entro il secondo trimestre del 2024 ed è subordinato – inter alia – all'ottenimento dell'approvazione all'investimento da parte di alcune autorità statunitensi ed europee (tra cui CFIUS, HSR Commission, DG-Comp) ed al consenso al change of control da parte di alcune terze parti rilevanti (tra cui le controparti del Tax Equity Investor e del PPA).

Commento ai risultati del periodo

Quarto trimestre 2023

Nel quarto trimestre 2023 i ricavi adjusted sono stati pari a 220 milioni in sensibile aumento rispetto al quarto trimestre 2022 (172 milioni) per effetto delle maggiori produzioni eoliche riscontrate, dei primi contributi dei parchi eolici e fotovoltaici entrati in esercizio nel corso del 2023 in Italia e Spagna e dal pieno contributo dei parchi eolici sviluppati internamente ed entrati in operatività tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 in UK & Nordics ⁴, in parte compensati da uno scenario prezzi inferiore. Le produzioni sono risultate pari a 1,9 TWh, in crescita del 45% (1,3 TWh) rispetto al medesimo periodo del 2022, per effetto di maggiore ventosità del trimestre e del contributo dei nuovi parchi acquisiti e sviluppati internamente.

Il margine operativo lordo *adjusted* ⁵, al netto degli special items, si è attestato a 155 milioni, in sensibile aumento (44 milioni) rispetto ai 112 milioni registrati nel trimestre comparativo.

ITALIA

- **Eolico (+24 milioni):** margine operativo lordo pari a 70 milioni in sensibile aumento rispetto al quarto trimestre 2022 (46 milioni) principalmente per effetto della maggiore ventosità nel trimestre e dai primi contributi dei parchi eolici oggetto di Repowering. Le produzioni sono state pari a 812 GWh rispetto ai 529 GWh del quarto trimestre 2022, grazie alla maggiore ventosità riscontrata nel periodo oltre che per effetto della nuova capacità in esercizio 56 MW in incremento rispetto all'analogo periodo 2022).
- **Solare (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 11 milioni in aumento rispetto al quarto trimestre 2022 (8 milioni) che risultava influenzato dall'effetto derivante dall'applicazione della normativa relativa all'art. 15-bis D.L. 4/2022 (c.d. Sostegni – Ter). Le produzioni sono state pari a 39 GWh rispetto ai 38 GWh del quarto trimestre 2022.

ESTERO

- **Eolico (+14 milioni):** margine operativo lordo pari a 77 milioni in aumento rispetto al quarto trimestre 2022 (64 milioni) grazie alla maggiore ventosità riscontrata nel trimestre in tutte le geografie, al pieno contributo dei nuovi parchi in UK & Nordics solo in parte compensato dai prezzi di mercato in forte riduzione.
- **Solare (+1 milione):** margine operativo lordo pari a 3 milioni in aumento rispetto al quarto trimestre 2022 (2 milioni) principalmente per effetto del contributo dei neoacquisiti parchi fotovoltaici in Spagna (174 MW) entrati in esercizio tra giugno e dicembre 2023.

⁴ Si precisa che il parco eolico in Svezia risulta essere ancora in una fase di *commissioning* e *ramp-up* delle produzioni.

⁵ Il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a 4 milioni, e agli altri effetti negativi degli special items per circa 1 milione.

Il risultato operativo netto *adjusted* è stato pari a 101 milioni (49 milioni nel quarto trimestre 2022). Gli ammortamenti sono stati pari a 54 milioni, in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2022 (63 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset (3 milioni) più che compensato sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (8 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" che dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (2 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di Repowering e Revamping.

Il risultato netto delle attività continue di Gruppo *adjusted* è stato pari a 77 milioni in sensibile aumento rispetto al periodo comparativo 2022 (14 milioni) e riflette, oltre a quanto già sopra commentato, minori oneri finanziari per 7 milioni e minori imposte per 5 milioni nel confronto con il quarto trimestre 2022. Si ricorda che i risultati del quarto trimestre 2022 includevano gli effetti del Contributo Straordinario (introdotto dalla Legge di Bilancio 2023) per 19 milioni, rilevato alla voce imposte sul reddito.

Il risultato netto di Gruppo *reported* è stato pari a 66 milioni, in sensibile aumento rispetto al quarto trimestre 2022 (-80 milioni). Il risultato *reported* del quarto trimestre 2023 (66 milioni) riflette l'impatto net tax degli special items (-11 milioni⁶). Si ricorda che il risultato del quarto trimestre 2022 comprendeva principalmente le svalutazioni degli asset eolici oggetto di Repowering (14 milioni) e fotovoltaici oggetto di Revamping (16 milioni) e la svalutazione dell'impianto CCGT allora in corso di cessione (66 milioni).

Anno 2023

Nel 2023 i **ricavi *adjusted*** sono stati pari a 741 milioni, in aumento rispetto al 2022 (714 milioni), grazie al contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022 e nel 2023, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in esercizio a partire dal secondo semestre 2022 e alla migliore ventosità riscontrata nel periodo in tutte le geografie, in parte compensato dai prezzi di mercato in forte riduzione tutti i Paesi. Le produzioni sono risultate pari a 6,1 TWh, in aumento complessivamente di 1,2 TWh (+24%) rispetto al 2022, grazie principalmente al contributo derivante dai nuovi parchi e alla maggiore ventosità riscontrata nel periodo. L'esercizio 2023 risulta caratterizzato da prezzi di mercato fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati del 2022, pur influenzato dall'introduzione delle misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi del settore elettrico, che hanno influito anche se solo in parte sui risultati in quanto il gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti PPA a condizioni prestabilite e contratti finanziari.

Si precisa che **il margine operativo lordo *adjusted*⁷** è stato pari a 520 milioni nel 2023 (502 milioni nel 2022).

ITALIA

- **Eolico (-2 milioni):** margine operativo lordo pari a 216 milioni sostanzialmente in linea al 2022 (218 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato catturati, in particolare per l'azzeramento del valore dell'incentivo (pari a 43 euro al MWh nel 2022), sostanzialmente compensati dall'effetto perimetro derivante dall'acquisizione di parchi eolici effettuata nel secondo semestre 2022, dai contributi derivanti dai parchi entrati in operatività nel corso dell'esercizio e dalla maggiore ventosità riscontrata nel periodo. Le produzioni sono state pari a 2.528 GWh nel 2023 rispetto ai 2.062 GWh del 2022, grazie alla migliore ventosità riscontrate nel periodo oltre che per effetto della nuova capacità in esercizio (+231 GWh).
- **Solare (+9 milioni):** margine operativo lordo pari a 79 milioni in aumento rispetto al 2022 (70 milioni⁸) per effetto del pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel secondo semestre 2022 e dei maggiori prezzi catturati grazie alle coperture effettuate pur in un contesto di scenario prezzi inferiori nel periodo di riferimento. Le produzioni sono state pari a 256 GWh nel 2023 rispetto ai 250 GWh del periodo corrispondente 2022 principalmente grazie all'effetto perimetro (+21 GWh).

ESTERO

- **Eolico (+7 milioni):** margine operativo lordo pari a 223 milioni in aumento rispetto al 2022 (216 milioni) prevalentemente per effetto del contributo derivante dai parchi costruiti internamente ed entrati in operatività a fine 2022 e nei primi mesi del 2023 principalmente nel Regno Unito e della maggiore ventosità riscontrata nel periodo in tutti i paesi, in particolare in Francia, in parte compensato dalla generale forte riduzione dei prezzi di mercato.

⁶ L'importo include gli oneri accessori relativi alla cessione del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

⁷ Il margine operativo lordo *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a 14 milioni, e agli altri effetti negativi degli special items per circa 5 milioni.

⁸ Il margine operativo lordo *adjusted* 2022 includeva peraltro oneri per 7 milioni per effetto dell'applicazione della normativa relativa all'art. 15-bis D.L. 4/2022 (c.d. Sostegni – Ter)

- **Solare (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 25 milioni in aumento rispetto al 2022 (23 milioni) per effetto del contributo dei neoacquisiti parchi fotovoltaici in Spagna (174 MW) entrati in esercizio nel corso del secondo semestre 2023.

Complessivamente l'effetto perimetro legato alla maggiore capacità è pari a 68 milioni grazie al pieno contributo degli impianti greenfield e repowering costruiti internamente ed entrati in esercizio, oltre che alle acquisizioni effettuate nel corso del secondo semestre 2022 e del 2023. Si segnala inoltre 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 stato pari a 305 milioni (273 milioni nel 2022). Gli ammortamenti sono stati pari a 215 milioni, in diminuzione rispetto al 2022 (229 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset (27 milioni) più che compensato dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (27 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" e dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (13 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di Repowering e Revamping.

Il **risultato netto delle attività continue di Gruppo adjusted** è pari a 226 milioni in sensibile aumento rispetto al 2022 (129 milioni) e riflette, oltre a quanto già sopra commentato, minori oneri finanziari per 19 milioni e minori imposte nel confronto con il 2022. Si ricorda che i risultati del 2022 includevano gli effetti sia del Contributo Extraprofiti (introdotto dal D.L. 21 marzo 2022) per 37 milioni che del Contributo Straordinario (introdotto dalla Legge di Bilancio 2023) per 19 milioni, rilevati entrambi alla voce imposte sul reddito.

Il **risultato netto di Gruppo reported** è stato pari a 179 milioni, comprensivo dell'impatto net tax degli special items, oltreché della minusvalenza netta (43 milioni) rilevata nell'operazione di cessione dell'impianto CCGT. Si ricorda che il risultato netto di Gruppo reported dell'esercizio 2022 (379 milioni) comprendeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto** per "attività continue" adjusted risulta pari a 1.445 milioni, in lieve aumento (+11 milioni) rispetto al 31 dicembre 2022 (1.434 milioni). La variazione riflette l'effetto delle acquisizioni di due parchi fotovoltaici in Spagna (184 milioni), gli investimenti del periodo (305 milioni) principalmente correlati allo sviluppo sui progetti di Repowering e Revamping in Italia, i dividendi distribuiti agli azionisti (154 milioni), l'effetto del programma di acquisto azioni proprie (61 milioni) e il pagamento delle imposte (26 milioni) compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (495 milioni⁹), che include l'incasso a seguito della regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura oltreché gli effetti legati alle operazioni di cessione del business termoelettrico (93 milioni), perfezionata in data 17 ottobre 2023.

Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 1 milione (153 milioni al 31 dicembre 2022).

L'indebitamento finanziario netto adjusted è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 dicembre 2023 a 172 milioni (157 milioni al 31 dicembre 2022).

Investimenti

IV Trimestre			Investimenti (milioni di Euro)	Anno		
2023	2022	Δ		2023	2022	Δ
82	59	23	Italia	219	653	(433)
28	62	(35)	Estero	265	290	(25)
8	1	6	Francia	25	11	15
2	0	2	Germania	3	1	1
15	54	(39)	UK & Nordics	45	159	(114)
2	4	(3)	Spagna	190	100	90
2	2	(1)	Est Europa	2	20	(18)
2	2	1	Corporate	4	3	1
112	123	(11)	Totale investimenti	489	946	(457)

⁹ Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

Nel quarto trimestre 2023, gli investimenti sono stati pari a 112 milioni (123 milioni nel quarto trimestre 2022) e si riferiscono principalmente alle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica, alle attività di costruzione di tre parchi Greenfield in Francia per 59 MW e di uno in Nord Irlanda, oltreché alle attività di Revamping sul perimetro solare.

Nel 2023, gli investimenti sono stati pari a 489 milioni (946 milioni nel 2022) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari (184 milioni) in Spagna avvenute nel mese di giugno 2023, alle attività di sviluppo organico e mantenimento (305 milioni rispetto ai 307 milioni nel 2022), correlati alle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica (di cui 92 MW già completati), oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW e Svezia per 62 MW e alle attività di Revamping sul perimetro solare. Si segnalano inoltre che procedono le attività di costruzione di tre parchi Greenfield in Francia per 59 MW.

Dati operativi per Paese

4° trimestre					Anno			
2023	2022	Δ	Δ%	Produzioni Energia Elettrica (GWh)	2023	2022	Δ	Δ%
851	567	284	50%	Produzione in Italia	2.784	2.312	472	20%
812	529	283	53%	di cui eolica	2.528	2.062	466	23%
39	38	1	3%	di cui solare	256	250	7	3%
1.074	764	310	41%	Produzione all'Estero	3.354	2.644	711	27%
1.003	726	277	38%	di cui eolica	3.046	2.379	667	28%
70	38	33	87%	di cui solare	309	265	44	16%
1.925	1.331	594	45%	Produzioni complessive impianti ERG	6.139	4.956	1.183	24%

Quarto trimestre 2023

ITALIA

Nel quarto trimestre 2023 **la produzione di energia elettrica in Italia** risulta pari a 851 GWh, di cui 812 GWh da fonte eolica e 39 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (567 GWh di cui 529 GWh da fonte eolica e 38 GWh da fonte solare), principalmente grazie alla maggiore ventosità e al contributo derivante dagli impianti di repowering (+22 GWh).

ESTERO

Nel quarto trimestre 2023 **la produzione di energia elettrica all'estero** risulta pari a 1.074 GWh di cui 1.003 GWh da fonte eolica e 70 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (764 GWh di cui 726 GWh da fonte eolica e 38 da fonte solare) per effetto della maggior ventosità e grazie al contributo derivante dai nuovi parchi in UK & Nordics (+60 GWh) e Spagna (+27 GWh).

Anno 2023

ITALIA

Nel 2023 **la produzione di energia elettrica in Italia** risulta pari a 2.784 GWh, di cui 2.528 GWh da fonte eolica e 256 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (2.312 GWh di cui 2.062 GWh da fonte eolica e 250 GWh da fonte solare), grazie all'effetto perimetro (+231 GWh di eolico e +21 GWh di solare) in un contesto di una maggiore ventosità.

I **ricavi registrati nel 2023** (374 milioni) risultano in incremento rispetto al 2022 (365 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel terzo trimestre 2022 e degli impianti di repowering entrati in esercizio nel 2023 oltre che dalla maggiore ventosità riscontrata negli ultimi mesi dell'anno, parzialmente compensato dai minori prezzi di mercato catturati e dal valore unitario dell'incentivo GRIN che nel 2023 risulta nullo rispetto ai 43 €/MWh del 2022.

Alla luce di quanto sopra, il **ricavo netto unitario dell'eolico** in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) pari a zero nel 2023 e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 109 Euro/MWh (134 Euro/MWh nel 2022) per effetto dei minori prezzi catturati che si confrontano con un 2022 caratterizzato da prezzi di mercato fortemente superiori. Il ricavo netto unitario del solare in Italia si attesta ad un valore di 342 €/MWh nel 2023 (317 €/MWh nel 2022) per effetto delle coperture applicate in linea con la Risk Policy del Gruppo.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Italia del 2023 è pari a 294 milioni, in incremento rispetto al 2022 (288 milioni), coerentemente con quanto commentato nei ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al 2022 principalmente a seguito dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici (13 milioni) per effetto dei programmi di Lifetime Extension sia dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (13 milioni) anche in conseguenza dei progetti di Repowering e Revamping, che hanno determinato la svalutazione del relativo residuo valore contabile negli esercizi precedenti, parzialmente compensato del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (15 milioni).

Investimenti

Gli investimenti in Italia del 2023 (219 milioni) si riferiscono principalmente alle attività di Repowering sugli impianti eolici di Camporeale (50 MW) e Partinico-Monreale (42 MW) entrati in esercizio nel corso del 2023; all'avvio delle attività di Repowering degli impianti eolici di Mineo-Militello e Vizzini (101 MW) e Salemi-Castelvetrano (76 MW), alla prosecuzione delle attività di costruzione dell'impianto green field di Roccapalumba (47 MW), oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare proseguono le significative attività di Revamping degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

ESTERO

Nel 2023 la **produzione di energia elettrica all'estero** risulta pari a 3.354 GWh di cui 3.046 GWh da fonte eolica e 309 GWh da fonte solare), in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (2.644 GWh di cui 2.379 GWh da fonte eolica e 265 da fonte solare), principalmente per effetto della maggior ventosità riscontrata e dell'effetto perimetro (+386 GWh) derivante dal contributo dei parchi entrati in esercizio nel 2022 e ad inizio del 2023, oltre ai neoacquisiti parchi fotovoltaici in Spagna entrati in esercizio tra la giugno e dicembre 2023.

Francia

Nel 2023 la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1.315 GWh, di cui 1.219 GWh da fonte eolica e 96 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (+239 GWh) principalmente per effetto dell'elevata ventosità registrata, oltre all'effetto perimetro (+23 GWh) derivante dal pieno contributo del parco eolico di 20 MW sviluppato internamente nel corso del 2022.

I **ricavi** registrati nel 2023 (124 milioni) risultano in sensibile aumento rispetto all'analogo periodo 2022 (98 milioni) principalmente per effetto delle maggiori produzioni riscontrate nell'eolico.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 93 €/MWh risultano in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2022 (91 €/MWh) principalmente per effetto dell'adeguamento all'inflazione delle tariffe fisse di vendita, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 €/MWh, sostanzialmente in linea con quelli registrati nel 2022.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Francia nel 2023 è pari a 78 milioni, in aumento rispetto al 2022 (55 milioni), per le medesime motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo (39 milioni) risultano in diminuzione rispetto all'analogo periodo 2022 (46 milioni) per effetto dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici a seguito dei programmi di Lifetime Extension.

Investimenti

Gli investimenti **del 2023 in Francia (25 milioni)** si riferiscono alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (59 MW) di cui è prevista l'entrata in esercizio tra la fine del 2024 e i primi mesi del 2025.

Germania

Nel 2023 la produzione di energia elettrica in Germania risulta pari a 629 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (556 GWh) per effetto della maggiore ventosità registrata nel periodo.

I **ricavi** registrati nel 2023 (89 milioni) risultano in lieve contrazione principalmente per effetto dei minori prezzi catturati, parzialmente compensati dalla maggiore ventosità registrata nel periodo.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 140 €/MWh risultano in contrazione rispetto al 2022 (168 €/MWh), in seguito all'effetto di minori prezzi di mercato registrati, mitigati dall'applicazione del meccanismo incentivante a una via che opera come un floor e dalle politiche di copertura adottate.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Germania del 2023 è pari a 65 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2022 (70 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al 2022 (8 milioni) per effetto dell'impatto risultante

dall'allungamento della vita utile degli asset eolici a seguito dei programmi di Lifetime Extension.

UK & Nordics

Nel **2023** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 455 GWh, in forte incremento rispetto a quanto prodotto nel 2022 (226 GWh), e si riferisce al contributo derivante dagli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 (241 MW). Si segnala, per una migliore comprensione dell'andamento del Load Factor, che tutti i suddetti nuovi parchi durante i primi mesi del 2023 erano in fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni, in un periodo peraltro caratterizzato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche.

I **ricavi** registrati nel **2023** risultano pari a 54 milioni (34 milioni nel 2022), in forte aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 per effetto del contributo derivante dai nuovi asset, in parte compensato dall'effetto prezzi di vendita nel 2023 tramite contratti PPA a prezzi fissati mentre si ricorda che il primo semestre 2022 aveva beneficiato dei prezzi di mercato fortemente superiori a quelli attuali. Si segnala che i parchi in Scozia partecipano al mercato dei servizi di bilanciamento in cui viene remunerata la disponibilità a ridurre le produzioni degli impianti.

Il **marginale operativo lordo adjusted** nell'area UK & Nordics del **2023** si attesta a 37 milioni, in sensibile aumento rispetto al 2022 (24 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del 2023 risultano in aumento per il contributo dei sopracitati parchi eolici in Scozia.

Investimenti

Gli investimenti in UK & Nordics del **2023 (45 milioni)** si riferiscono al completamento degli asset entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 e alle attività di costruzione di un nuovo parco in Nord Irlanda.

Spagna

Nel **2023** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 213 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (171 GWh) per effetto del contributo derivante dai nuovi parchi fotovoltaici entrati in esercizio nel corso del secondo semestre 2023 (+174 MW) e del miglior irraggiamento riscontrato nell'esercizio.

I **ricavi** registrati nel **2023** risultano pari a 27 milioni, in aumento rispetto al 2022 (22 milioni) per il contributo dell'effetto perimetro derivante dall'entrata in esercizio dei nuovi parchi e delle maggiori produzioni parzialmente compensati dai minori prezzi di mercato registrati, mitigati dalle politiche di copertura effettuate.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Spagna del **2023** si attesta a 20 milioni, in aumento rispetto al 2022 (18 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti del **2023 in Spagna (190 milioni)** si riferiscono principalmente alle acquisizioni avvenute a giugno 2023, relative a impianti fotovoltaici entrati in operatività nel corso del secondo semestre 2023.

Est Europa

Nel **2023** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 742 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (615 GWh) per effetto del contributo dei parchi eolici entrati in esercizio in Polonia nel corso del 2022 (61 MW) e della maggior ventosità registrata.

I **ricavi** registrati nel **2023** risultano in sensibile diminuzione rispetto all'analogo periodo 2022, principalmente per effetto della riduzione dei prezzi dell'energia, solo in parte compensati dalle maggiori produzioni e dall'effetto perimetro derivante dal pieno contributo dei parchi entrati in esercizio in Polonia nel corso del 2022 (61 MW).

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 91 €/MWh, in forte riduzione rispetto al 2022 (139 €/MWh al netto delle misure di clawback), per effetto dei minori prezzi di mercato.

Si ricorda che le misure (*windfall tax*) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia prevedono l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 450 lei/MWh (circa 90 €/MWh).

Il **marginale operativo lordo adjusted** in East Europe del **2023** è pari a 48 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al 2022 (72 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del 2023 risultano in lieve aumento per il contributo dei nuovi impianti eolici entrati in operatività in Polonia nei primi mesi del 2023 (61 MW).

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 12 gennaio 2023	UK & Nordics	Eolico	ERG annuncia l'avvio del parco eolico di Creag Riabhach nella contea di Sutherland, nel nord della Scozia. Il parco ha una capacità installata totale di 92,4 MW ed una produzione complessiva a regime di 271 GWh annui, evitando l'emissione di 125 kt di CO2 ogni anno. Larga parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà venduta attraverso un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni siglato con ENGIE UK Markets Ltd nel corso del primo trimestre 2022.
Comunicato Stampa del 18 gennaio 2023	Italia	Corporate	Sustainalytics ha assegnato a ERG il Rating 'Low Risk' con punteggio 14,6 rispetto al Medium Risk (20,7) registrato l'anno precedente, migliorando il profilo di rischio ESG del Gruppo, che si posiziona al 5° posto (su 75) tra gli Independent Power Producers a livello globale. Inoltre, ERG è stata inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world", posizionandosi al 54° posto nell'indice 2023, prima tra le imprese italiane incluse nell'elenco.
Comunicato Stampa del 31 gennaio 2023	Italia	Corporate	ERG si conferma nel Bloomberg Gender Equality Index con un significativo miglioramento del punteggio. Il Gruppo entra nel primo quartile del ranking.
Comunicato Stampa del 9 marzo 2023	Italia	Eolico	EssilorLuxottica ed ERG annunciano la firma di un accordo di lungo termine per la fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.
Comunicato Stampa del 15 marzo 2023	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Progetto di Bilancio 2022, l'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG 2022/26.
Comunicato Stampa del 26 aprile 2023	Italia	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2022, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione ha confermato Renato Pizzolla quale Consigliere di Amministrazione e nominato Monica Mannino Presidente del Collegio Sindacale.
Comunicato Stampa del 4 maggio 2023	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-.
Comunicato Stampa del 5 maggio 2023	Spagna	Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l'acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto è entrato in esercizio commerciale nel quarto trimestre del 2023. Il valore dell'operazione in termini di <i>enterprise value</i> è di 170 milioni di euro, con un <i>equity value</i> pari a 80,5 milioni di euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data 23 giugno .
Comunicato Stampa del 9 maggio 2023	Italia	Eolico Solare	Nuovo accordo di lungo termine tra ERG e TIM per la fornitura di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il contratto prevede l'integrazione del <i>Power Purchase Agreement</i> precedentemente siglato in data 14 maggio 2021 per la fornitura di 340GWh/ anno per 10 anni, con un volume aggiuntivo di 200 GWh annui " <i>baseload</i> " di energia

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
			100% green prodotta da impianti rinnovabili del portafoglio ERG.
Comunicato Stampa del 13 giugno 2023	Italia	Corporate	ERG entra a far parte del Nasdaq Sustainable Bond Network, piattaforma dedicata alla Finanza Sostenibile della borsa elettronica di New York che riunisce investitori, emittenti e banche d'investimento. Dal lato dell'emittente, l'adesione permetterà al Gruppo di ampliare ulteriormente la rete di potenziali investitori internazionali attenti ai temi della sostenibilità.
Comunicato Stampa del 14 giugno 2023	Italia	Eolico	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Partinico-Monreale, Palermo, il primo nel portafoglio del Gruppo a portare a termine le operazioni di Repowering. Il parco, a seguito della sostituzione di tutti gli aerogeneratori obsoleti con quelli di ultima generazione, si compone di 10 turbine VESTAS V136 da 4,2 MW con una potenza installata totale di 42 MW (rispetto alle precedenti 19 turbine per un totale di 16 MW) e una produzione annua stimata di 94 GWh (rispetto ai precedenti 27 GWh).
Comunicato Stampa del 16 giugno 2023	Italia	Eolico	ERG è stata promossa da MSCI Inc., al rating "AAA", in miglioramento rispetto al rating "AA" del 2022, facendola rientrare nella categoria "Leader". ERG si è collocata tra le migliori 18 Utilities a livello internazionale, tra le 138 del settore analizzate da MSCI per le performance ESG, e le circa 2900 aziende esaminate a livello globale. ERG, inoltre, risulta tra i Top Performer ESG Identity, all'interno dell'"Integrated Governance Index 2023", l'indice che verifica il grado di integrazione dei fattori ESG nelle strategie aziendali, ponendola tra le best practice italiane in tema di corporate governance. Il Gruppo ha raggiunto la quarta posizione, in netto miglioramento rispetto alla decima registrata lo scorso anno.
Comunicato Stampa del 29 giugno 2023	Italia	Termoelettrico	ERG ha firmato un accordo un accordo Achernar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT). Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia - al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso.
Comunicato Stampa del 30 giugno 2023	Spagna	Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Spain Holco, ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale di Instalacion Fotovoltaica Arericsol VIII, società proprietaria di un impianto fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, con una capacità installata di 25 MW.
Comunicato Stampa del 7 luglio 2023	Italia	Corporate	Science Based Target initiative ha certificato gli obiettivi "Net Zero" di ERG. L'impegno di ERG è orientato al raggiungimento del Net Zero entro il 2040 attraverso alcune azioni sia sul breve al 2027 (near-term target), che nel lungo periodo (long-term target) al 2040.
Comunicato Stampa del 18 luglio 2023	Italia	Corporate	Perfezionato il rinnovo del programma di emissione di prestiti obbligazionari non convertibili a medio-lungo termine (EMTN Programme).
Comunicato Stampa del 29 settembre 2023	Italia	Eolico	ERG ha completato l'operazione di Repowering del proprio parco eolico di Camporeale, Palermo e avviato l'energizzazione delle 12 turbine di ultima generazione da 4,2 MW per una capacità installata complessiva di 50,4 MW (rispetto ai precedenti 24 aerogeneratori da 0,85 MW per una potenza totale di 20,4 MW) e una produzione annua stimata di circa 86 GWh (rispetto ai precedenti 31 GWh).

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 17 ottobre 2023	Italia	Termoelettrico	Perfezionato il closing con Achernar Energy S.p.A. (società controllata da Achernar Assets AG), in linea con quanto comunicato lo scorso 29 giugno 2023, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., società che è proprietaria e gestisce la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e alta efficienza, alimentata a gas naturale, di Priolo Gargallo (Siracusa).
Comunicato Stampa del 25 ottobre 2023	Italia	Eolico	ERG ha inaugurato il primo Repowering in Italia del parco eolico di Partinico Monreale. L'evento ha coinvolto istituzioni, operatori del settore, analisti finanziari, azionisti e top management del Gruppo.
Comunicato Stampa del 24 novembre 2023	Italia	Eolico	ERG e STMicroelectronics, leader globale nei semiconduttori con clienti in tutti i settori applicativi dell'elettronica, hanno annunciato la sottoscrizione di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di quindici anni per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alle sedi operative italiane di ST nel periodo 2024-2038. L'accordo prevede la vendita da parte di ERG di circa 250 GWh annui di energia rinnovabile, equivalente ad un volume totale su 15 anni di 3,75 TWh, prodotti dagli impianti siciliani di Camporeale a Palermo e di Mineo-Militello-Vizzini a Catania.
Comunicato Stampa del 4 dicembre 2023	Spagna	Solare	Il top management di ERG ha visitato il parco fotovoltaico di Garnacha, situato a Toro, nella regione di Castilla y León. Il parco, acquisito da ERG a giugno 2023, ha una capacità installata complessiva di 149MWp ed ha completato l'installazione di tutti gli apparati di produzione.
Comunicato Stampa del 21 dicembre 2023	Stati Uniti	Eolico / Solare	ERG entra nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti attraverso una partnership strategica con Apex Clean Energy per l'acquisizione di un portafoglio da 317 MW di impianti eolici e solari in Iowa ed Illinois. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è pari a 270 milioni di dollari. Il closing dell'operazione è previsto entro il secondo trimestre del 2024.
Comunicato Stampa del 28 dicembre 2023	Francia	Eolico / Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto con QEnergy France SAS, primario operatore del settore delle energie rinnovabili in Francia, un accordo per l'acquisizione del 100% di CEPE Renouvellement Haut Cabardès SAS, società proprietaria di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di circa 86 milioni di euro, con un equity value pari a circa 17 milioni di euro. Il closing si è perfezionato nel mese di gennaio 2024.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Data		Settore	Fatto di rilievo
17 gennaio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma tra le "Global 100" di Corporate Knights. ERG si è posizionata al 28° posto nel ranking 2024, in sensibile miglioramento rispetto alla 54° posizione del 2023
24 gennaio 2024	Italia	Corporate	TIM ed ERG: al via il progetto "Missione Ambiente – Generazioni a scuola di Sostenibilità", con l'obiettivo di contribuire alla diffusione della cultura della sostenibilità.
29 gennaio 2024	Francia	Eolico Solare	Perfezionata l'acquisizione di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il portafoglio di acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici in operation (20,4 MW), da uno in avanzato stato di realizzazione (28,8 MW) e di un parco eolico in fase di commissioning (24 MW).
1° febbraio 2024	Italia	Eolico	ERG e Google firmano accordo ventennale per la fornitura di 2 TWh di energia rinnovabile
6 febbraio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma per il secondo anno nella "A list" di Carbon Disclosure Project.
19 febbraio 2024	Italia	Corporate	Conclusione programma di acquisto azioni proprie.
23 febbraio 2024	Italia	Eolico	ERG cresce ancora in Italia con il completamento della costruzione e l'avvio dell'energizzazione del parco greenfield di Roccapalumba in Sicilia (47 MW).
29 febbraio 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A ha approvato la policy per la Parità di Genere, rafforzando il suo impegno per la Diversity e Inclusion.
1° marzo 2024	Italia	Solare	Presentato a Key Energy 2024 "Social Purpose for Solar Revamping", il progetto ideato da ERG per garantire seconda vita ai pannelli fotovoltaici provenienti da attività di revamping dei propri impianti solari.

Evoluzione prevedibile della gestione anno 2024

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da estrema volatilità ed incertezza. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in calo nei primi mesi del 2024 rispetto a quanto già registrato nel 2023. A queste si aggiungono le istanze di revisione nel medio termine del mercato elettrico a livello europeo, con più ampi spazi per la contrattualizzazione di lungo termine dell'energia.

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 2024 rispetto al 2023. Si segnala che a partire dal 2024 l'impatto sull'EBITDA dell'applicazione dell'IFRS 16 non verrà più isolato come special item.

Italia

Il margine operativo lordo del Wind è previsto in aumento grazie all'incentivo GRIN, che nel 2024 si attesta a 42 €/MWh rispetto ad un valore nullo nel 2023, al pieno contributo derivante dei due parchi Repowering entrati in esercizio nel corso del 2023 per complessivi 56 MW di nuova capacità aggiuntiva (92 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti), di un parco costruito internamente ed entrato in esercizio nei primi mesi del 2024 (47 MW) e di due ulteriori parchi Repowering previsti in esercizio negli ultimi mesi dell'anno per complessivi 101 MW (177 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti). Tali risultati sono in parte compensati dai minori prezzi di mercato attesi e dai minori volumi previsti rispetto all'elevata ventosità registrata nel 2023.

Il margine operativo lordo del Solare è previsto in aumento rispetto al 2023 prevalentemente per effetto dei maggiori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel corso del 2023 e dei maggiori volumi derivanti dalle attività di revamping e repowering degli impianti.

Si **stima per il 2024 un Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia** in aumento rispetto al 2023.

Esteri

Il margine operativo lordo Wind è previsto in riduzione rispetto al 2023 principalmente per effetto dei minori prezzi di vendita rispetto a quelli catturati nel corso del 2023. Tale minor risultato è in parte compensato dal contributo, a partire dal secondo semestre, derivante dall'acquisizione in USA (224 MW) e da quella effettuata in Francia a gennaio 2024 (24 MW), oltre all'entrata in esercizio negli ultimi mesi dell'anno di due parchi di nuova costruzione in Francia (41 MW).

Il margine operativo lordo Solare è previsto in aumento rispetto al 2023 principalmente per effetto del contributo, a partire dal secondo semestre, derivante dal parco acquisito in USA (92 MW), dai due parchi acquisiti in Spagna ed entrati progressivamente in esercizio nel secondo semestre 2023 (25 MW e 149 MW), e dal contributo derivante dalla recente acquisizione in Francia (49 MW).

Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar all'estero è pertanto atteso in riduzione rispetto al 2023.

Guidance 2024

Per l'esercizio 2024, a livello di Gruppo, si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 520 e 580 milioni, in aumento rispetto al risultato 2023 (534 milioni, comprensivo dell'applicazione dell'IFRS 16).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 550 e 600 milioni (489 milioni nel 2023) ed includono le recenti acquisizioni in USA e Francia, la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2024 e il 2025 e il completamento dei parchi entrati in esercizio nel corso del 2023.

L'indebitamento finanziario netto *adjusted*¹⁰ a fine 2024 è atteso nel range tra 1.750 e 1.850 milioni (1.445 milioni a fine 2023), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

¹⁰ Non include il debito IFRS16 stimato pari a 210 milioni.

Ulteriori Informazioni

Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione, previa determinazione del loro numero e alla nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Gli orientamenti formulati dal Consiglio di Amministrazione agli Azionisti in merito alla composizione quantitativa e qualitativa ritenuta ottimale per il rinnovo dell'organo di amministrazione sono già a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2024" a partire dal 23 febbraio 2024.

Compensi degli Amministratori

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al compenso da attribuire ai componenti il Consiglio di Amministrazione a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2026 nonché, sull'assunto che il nuovo Consiglio di Amministrazione decida, in continuità con la governance della Società, di nominare un Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e un Comitato Nomine e Compensi, l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare in merito all'ulteriore compenso da attribuire ai Consiglieri, non dipendenti del Gruppo, che non ricoprano cariche in Consiglio, che verranno nominati membri dei predetti Comitati, a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2026, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Il Consiglio di Amministrazione raccomanda che tali compensi siano coerenti con l'impegno professionale richiesto dalla carica nonché con le connesse responsabilità.

Al riguardo si informa che il Consiglio di Amministrazione, con il supporto del Comitato Nomine e Compensi, ha valutato come adeguato il compenso annuale fisso riconosciuto, per l'esercizio 2023, a favore di tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e dei predetti Comitati, prendendo come riferimento sia le società appartenenti al FTSE Italia Mid Cap che quelle del FTSE MIB, tenuto conto della professionalità e dell'impegno richiesti dall'incarico.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale di 15.032.000 azioni ordinarie, corrispondente al 10% del capitale sociale di ERG, ivi incluse le azioni proprie già possedute dalla Società alla data dell'Assemblea, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023, allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli Azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'autorizzazione avrà una validità di diciotto mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 4.540.080, il loro ammontare è pari al 3,020% del capitale sociale.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di diciotto mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile, ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli Azionisti.

Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2024-2026)

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata ad approvare il Piano di incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2024-2026) (il "Piano") approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2024, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale.

Il Piano prevede (i) l'attribuzione a titolo gratuito di un numero determinato di azioni ERG, al termine di un periodo triennale di vesting, subordinatamente al raggiungimento di un livello minimo predeterminato di performance economica (condizione on/off), (ii) una clausola di lock-up, della durata di 12 mesi su una parte delle azioni attribuite (30%), (iii) dei parametri di incentivazione legati al prezzo del titolo ERG nonché a indicatori economico/finanziari e/o di crescita e di sostenibilità.

Il Piano si applicherà, come strumento di incentivazione e retention, agli amministratori e/o ai dipendenti di ERG e delle società controllate, tra i quali Dirigenti con Responsabilità Strategiche, che rivestiranno una significativa rilevanza strategica ai fini del conseguimento degli obiettivi del Piano Industriale 2024-2028 (per il relativo periodo di riferimento del Piano) che si prevede verrà approvato dal nuovo Consiglio di Amministrazione nel corso del primo semestre del 2024. Il Piano è quindi da considerarsi "di particolare rilevanza" ai sensi dell'articolo 84-bis, comma 2, del Regolamento Emittenti. La descrizione delle finalità e caratteristiche del Piano è contenuta più in dettaglio nel Documento Informativo, predisposto dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 114-bis del Testo Unico della Finanza e dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti, che verrà messo a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari.

Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti

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

- sulla prima sezione della Relazione, relativamente alla politica della Società in materia di remunerazione dei componenti degli organi di amministrazione e dei dirigenti con responsabilità strategiche per l'esercizio 2024 nonché dei componenti degli organi di controllo. La relativa delibera sarà vincolante.
- sulla seconda sezione della Relazione. La relativa delibera non sarà vincolante.

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

Modifiche statutarie

L'Assemblea Straordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare sulle modifiche dello Statuto proposte dal Consiglio di Amministrazione ed evidenziate nella Relazione illustrativa degli Amministratori, alla quale si rimanda, e che verrà messa a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari.

I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2023 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 10:30 nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 13 marzo 2024, è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. (www.borsaitaliana.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, la Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2024", presso Borsa Italiana S.p.A. (www.borsaitaliana.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contacts:

ERG

Anna Cavallarin Head of External Communication - tel. + 39 010 2401804 mobile + 39 3393985139 email: acavallarin@erg.eu

Matteo Bagnara Head of IR - tel. + 39 010 2401423 – e-mail: ir@erg.eu
www.erg.eu - @ergnow

Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance

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.

Perfezionamento dell'accordo per la cessione del Business Termoelettrico

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".

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, in data 17 ottobre 2023, il Gruppo ha perfezionato l'accordo con Achernar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

Il corrispettivo in termini di Enterprise Value è pari a 191 milioni di euro. Gli accordi prevedono inoltre alcuni earn-outs relativi all'andamento del business nel 2024 e 2025.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto pertanto alla classificazione del risultato di ERG Power S.r.l. alla riga "Risultato netto attività cedute", in applicazione del principio contabile IFRS 5.

Highlights

Adjusted ⁽²⁾			Reported ⁽¹⁾		Adjusted ⁽²⁾	
4°Trimestre			Anno		Anno	
2023	2022	(milioni di Euro)	2023	2022	2023	2022
Principali dati economici						
220	172	Ricavi	741	714	741	714
155	112	Margine operativo lordo	529	499	520	502
101	49	Risultato operativo netto	304	221	305	273
77	14	Risultato netto attività continue di Gruppo	214	85	226	129
76	13	Risultato netto di Gruppo ⁽³⁾	179	379	219	145
Principali dati finanziari						
3.592	3.357	Capitale investito netto ⁽⁴⁾	3.757	3.510	3.592	3.357
2.147	2.059	Patrimonio netto	2.140	2.055	2.147	2.059
1.445	1.434	Indebitamento finanziario netto ⁽⁴⁾	1.617	1.592	1.445	1.434
40%	41%	Leva finanziaria	43%	44%	40%	41%
71%	65%	Ebitda Margin %	71%	70%	70%	70%
Dati operativi						
3.266	2.944	Totale capacità installata a fine periodo			3.266	2.944
1.925	1.331	Totale produzioni di energia elettrica			6.139	4.956
1.496	1.440	Capacità installata Italia a fine periodo	MW		1.496	1.440
851	567	Produzione di energia elettrica in Italia	GWh		2.784	2.312
600	600	Capacità installata Francia a fine periodo	MW		600	600
435	343	Produzione di energia elettrica in Francia	GWh		1.315	1.076
327	327	Capacità installata Germania a fine periodo	MW		327	327
217	153	Produzione di energia elettrica in Germania	GWh		629	556
311	219	Capacità installata UK & Nordics a fine periodo	MW		311	219
129	81	Produzione di energia elettrica UK & Nordics	GWh		455	226
266	92	Capacità installata Spagna a fine periodo	MW		266	92
57	26	Produzione di energia elettrica in Spagna	GWh		213	171
266	266	Capacità installata in East Europe	MW		266	266
236	160	Produzione di energia elettrica in East Europe	GWh		742	615
112	123	Investimenti ⁽⁵⁾	milioni di Euro		489	946
636	573	Dipendenti a fine periodo ⁽⁶⁾	Unità		636	573
111	126	Ricavi netti unitari ⁽⁷⁾	Euro/MWh		117	139
106	120	Italia - Eolico	Euro/MWh		109	134
340	305	Italia - Solare	Euro/MWh		342	317
97	88	Francia - Eolico	Euro/MWh		93	91
96	85	Francia - Solare	Euro/MWh		96	96
124	213	Germania - Eolico	Euro/MWh		140	168
151	134	UK & Nordics - Eolico	Euro/MWh		111	150
96	105	Spagna - Solare	Euro/MWh		123	126
87	102	East Europa - Eolico	Euro/MWh		91	139

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

⁽²⁾ Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

⁽³⁾ Il risultato netto di Gruppo include il risultato del business termoelettrico ed idroelettrico oggetto di cessione. Nel 2023 il risultato netto di Gruppo include principalmente la minusvalenza netta rilevata alla cessione dell'impianto CCGT. Il dato comparativo 2022 include il risultato del business termoelettrico, ancora in corso di cessione nel 2022, oltreché la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni.

⁽⁴⁾ I dati *adjusted* relativi al 2023 sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, mentre i dati comparativi 2022 sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 e dell'IFRS 5, in quanto il business termoelettrico era in corso di cessione.

⁽⁵⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del 2023 include gli investimenti relativi a operazioni di *Merger & Acquisition* delle acquisizioni in Spagna pari a 184 milioni, mentre il dato del 2022 comprendeva investimenti relativi a operazioni di *Merger & Acquisition* pari a 638 milioni, a seguito delle importanti acquisizioni di parchi eolici e fotovoltaici in Italia.

⁽⁶⁾ Il dato comparativo del 2022 non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT ceduta nel mese di ottobre 2023.

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

Risultati per Paese

4°Trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2023	2022	Δ	Ricavi adjusted	2023	2022	Δ
102	76	26	Italia	374	365	9
118	96	22	Estero	367	348	19
42	30	12		124	98	26
28	33	(6)		89	94	(5)
21	11	11		54	34	20
6	3	3		27	22	5
21	19	2		73	100	(27)
10	10	0	Corporate	35	34	1
(10)	(10)	0	Ricavi infrasettori	(35)	(33)	(2)
220	172	48	Totale ricavi adjusted	741	714	27
Margine operativo lordo adjusted						
81	54	27	Italia	294	288	7
80	65	15	Estero	248	239	9
30	18	11		78	55	23
20	27	(6)		65	70	(5)
16	6	10		37	24	13
3	2	1		20	18	2
11	12	(1)		48	72	(24)
(5)	(8)	2	Corporate	(22)	(25)	3
155	112	44	Margine operativo lordo adjusted	520	502	19
Ammortamenti e svalutazioni adjusted						
(30)	(36)	6	Italia	(119)	(127)	9
(23)	(26)	3	Estero	(94)	(98)	4
(9)	(12)	3		(39)	(46)	7
(4)	(7)	3		(19)	(28)	8
(4)	(1)	(2)		(13)	(4)	(8)
(2)	(1)	(1)		(5)	(4)	(1)
(5)	(4)	(0)		(18)	(15)	(2)
(1)	(1)	(1)	Corporate	(3)	(3)	0
(54)	(63)	8	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(215)	(229)	13
Risultato operativo netto adjusted						
51	18	33	Italia	176	160	16
57	39	18	Estero	154	141	13
21	6	14		40	9	31
16	19	(3)		46	42	3
12	5	8		24	19	4
1	1	(0)		15	14	1
7	8	(1)		30	57	(26)
(7)	(8)	1	Corporate	(25)	(28)	3
101	49	52	Risultato operativo netto adjusted	305	273	32
Investimenti ⁽¹⁾						
82	59	23	Italia	219	653	(433)
28	62	(35)	Estero	265	290	(25)
8	1	6		25	11	15
2	0	2		3	1	1
15	54	(39)		45	159	(114)
2	4	(3)		190	100	90
2	2	(1)		2	20	(18)
2	2	1	Corporate	4	3	1
112	123	(11)	Totale investimenti	489	946	(457)

⁽¹⁾ Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.

Conto Economico

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16.

I dati 2023 e 2022 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5, con riferimento al processo di cessione del business termoelettrico¹¹, riclassificando pertanto alla riga "Risultato netto attività cedute" per il 2023 il risultato della controllata ERG Power S.r.l..

I valori comparativi 2022 sono stati rideterminati e sono rappresentati al netto degli oneri "*net clawbacks e windfall taxes*".

Si precisa infine che le neoacquisite società spagnole, titolari di impianti fotovoltaici, sono state consolidate patrimonialmente a partire dal 30 giugno 2023, riflettendo i conseguenti impatti economici nel corso del secondo semestre, a seguito dell'avvio dell'operatività dei parchi.

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

4° Trimestre			(milioni di Euro)	Anno		
2023	2022	Δ		2023	2022	Δ
			Conto Economico			
220	172	48	Ricavi	741	714	27
9	4	5	Altri proventi	26	12	14
229	175	53	Ricavi Totali	767	726	41
(5)	(1)	(3)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(14)	(15)	1
(54)	(48)	(6)	Costi per servizi e altri costi operativi	(180)	(160)	(20)
(15)	(14)	(0)	Costi del lavoro	(53)	(49)	(3)
155	112	44	Margine Operativo Lordo	520	502	19
(54)	(63)	8	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(215)	(229)	13
101	49	52	Risultato operativo netto	305	273	32
(0)	(7)	7	Proventi (oneri) finanziari netti	(6)	(25)	19
(0)	0	(0)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)	0	(0)
101	42	59	Risultato prima delle imposte	299	248	50
(24)	(29)	5	Imposte sul reddito	(71)	(115)	45
77	13	64	Risultato netto attività continue	228	133	95
0	0	(0)	Risultato di azionisti terzi	(2)	(4)	2
77	14	64	Risultato netto attività continue di Gruppo	226	129	97
(1)	(1)	(1)	Risultato netto attività cedute	(7)	16	(23)
76	13	63	Risultato netto di Gruppo	219	145	75

¹¹ La cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, è stata perfezionata in data 17 ottobre.

Situazione Patrimoniale

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento.

Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Di seguito sono indicati sia i valori *reported* che i valori *adjusted*. I valori *adjusted* al 31 dicembre 2023 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 172 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 164 milioni.

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

Stato Patrimoniale riclassificato	Reported		Adjusted	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
<i>(milioni di Euro)</i>				
Capitale immobilizzato	4.023	3.695	3.857	3.540
Capitale circolante operativo netto	56	97	56	97
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	(4)	(4)	(4)
Altre attività	241	379	243	381
Altre passività	(560)	(657)	(560)	(657)
Capitale investito netto attività continue	3.757	3.510	3.592	3.357
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	-	235	-	235
Capitale investito netto	3.757	3.745	3.592	3.592
Patrimonio netto di Gruppo	2.133	2.045	2.141	2.050
Patrimonio netto di terzi	7	9	7	9
Indebitamento finanziario netto Attività Continue	1.617	1.592	1.445	1.434
Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	-	98	-	98
Mezzi propri e debiti finanziari	3.757	3.745	3.592	3.592

Flussi finanziari

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

4°Trimestre			Anno	
2023	2022	(milioni di Euro)	2023	2022
155	112	Margine operativo lordo adjusted	520	502
(30)	40	Variazione capitale circolante	(19)	47
125	152	Cash Flow operativo	501	548
(112)	(94)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(305)	(307)
-	(29)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(184)	(638)
5	-	Incasso cessione business dismessi	5	1.265
5	(2)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	6	(6)
1	(4)	Disinvestimenti e altre variazioni	(1)	(13)
(101)	(129)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(478)	301
(0)	(7)	Proventi (oneri) finanziari	(6)	(25)
(1)	-	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(5)	(3)
(0)	0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	0
-	-	Incasso distribuzione riserve ERG Power ⁽¹⁾	88	75
(1)	(7)	Cash Flow da gestione finanziaria	77	47
(12)	(43)	Cash Flow da gestione fiscale	(26)	(92)
(2)	(3)	Distribuzione dividendi	(154)	(139)
(61)	-	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(61)	-
14	139	Altri movimenti di patrimonio netto	131	26
(49)	136	Cash Flow da Patrimonio Netto	(85)	(113)
74	-	Variazione area di consolidamento	74	(69)
51	(93)	Cash Flow Termo	24	(104)
1.532	1.548	Indebitamento finanziario netto iniziale "Attività continue"	1.533	2.051
(87)	(16)	<i>Variazione netta</i>	(88)	(519)
1.445	1.533	Indebitamento adjusted totale	1.445	1.533
-	(98)	(+ <i>Posizione finanziaria netta business Termo</i>)	-	(98)
1.445	1.434	Indebitamento adjusted "Attività continue"	1.445	1.434

(1) Si ricorda che in data 17 ottobre 2023 è stato perfezionato il closing per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto termoelettrico di Priolo Gargallo.

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 del business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del 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:

- **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) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo *adjusted* e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori *adjusted* delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificati alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".
- Il **Risultato netto attività continue** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;

- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (*Guidelines on Prospectus disclosures*) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto *adjusted* (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto *adjusted*.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere

IFRS 16

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

L'applicazione del Principio ha modificato la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni. L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nell'esercizio 2023:

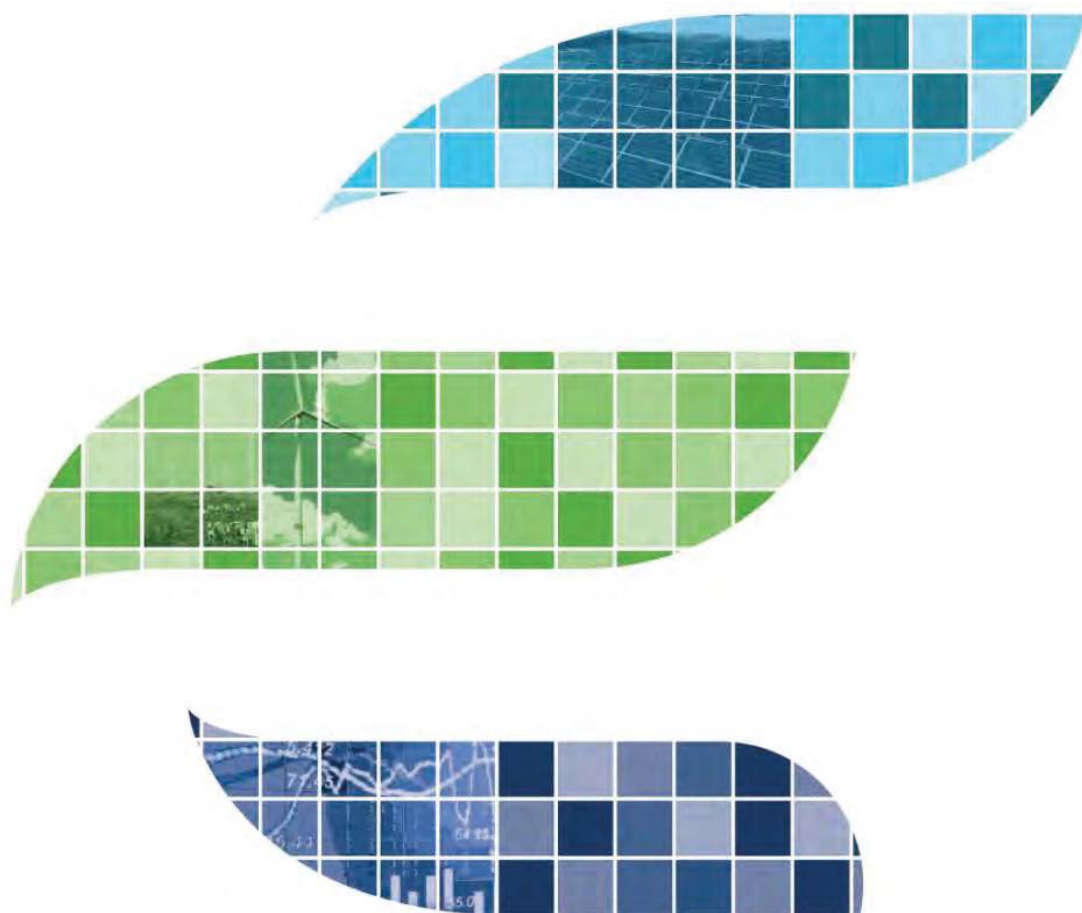
- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 14 milioni;
- l'incremento (circa 172 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 164 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (7 milioni) e maggiori oneri finanziari (7 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra. In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità del business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico *adjusted*, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del margine operativo lordo *adjusted* a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto *adjusted* ed il capitale investito netto *adjusted* sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

4°Trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO	Note	Anno	
2023	2022	(importi in milioni)		2023	2022
157	105	Margine operativo lordo Attività continue		529	499
		Esclusione Special Items:			
(4)	(3)	- Riclassifica IFRS 16	1	(14)	(12)
		Italia			
1	9	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	4	14
0	1	- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi	3	1	1
155	112	Margine operativo lordo adjusted		520	502
4°Trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	Note	Anno	
2023	2022	(importi in milioni)		2023	2022
(57)	(101)	Ammortamenti e svalutazioni		(225)	(279)
		Esclusione Special Items:			
2	2	- Riclassifica IFRS 16	1	7	7
1	36	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	4	2	43
-	0	- Storno oneri correlati a Business dismessi	5	-	0
(54)	(63)	Ammortamenti adjusted		(215)	(229)
4°Trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO	Note	Anno	
2023	2022	(importi in milioni)		2023	2022
68	(18)	Risultato netto attività continue di Gruppo		214	85
		Esclusione Special Items:			
0	(0)	Riclassifica IFRS 16	1	1	0
1	7	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	3	11
0	(2)	Esclusione proventi correlati a Business dismessi	3	(4)	(2)
1	26	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	4	2	31
1	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	4	2
6	-	Esclusione Tax Asset UK e imposta sostitutiva Solar Italy	6	6	(1)
-	1	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	7	1	3
77	14	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		226	129

Note

1. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed altre acquisizioni avvenute nel 2023 relative alle neoacquisite società fotovoltaiche in Spagna, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
3. Proventi correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo. Nel 2023 l'importo si riferisce agli aggiustamenti del prezzo relativo alla cessione del nucleo idroelettrico di Terni (2 milioni) e del business downstream integrato (3 milioni).
4. Oneri correlati a progetti di *Repowering* e *Revamping* in Italia già oggetto di svalutazione nel periodo precedente. Il dato del 2022 si riferisce alla svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di *Repowering* e di un parco fotovoltaico a seguito dell'autorizzazione di un progetto di *Revamping*.
5. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
6. Storno tax asset su società di diritto inglese e storno beneficio dell'imposta sostitutiva in ERG Solar Holding S.r.l.
7. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico *adjusted* gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.



Andamento Gestionale risultati anno 2023

We ARE #SDGs
CONTRIBUTORS

ERG
EVOLVING ENERGIES

Basis for preparation

Il presente documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 13 marzo 2024 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2023 del Gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla Gestione che, unitamente alle Note di Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti alla normativa di legge.

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

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

Settori operativi

Si ricorda che a partire dal 2022, a seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021, con la cessione del business idroelettrico e pienamente completato con la cessione del business termoelettrico nel mese di ottobre 2023, 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 da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

Si precisa 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.

Perfezionamento dell'accordo per la cessione del Business Termoelettrico

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".

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, in data 17 ottobre 2023, il Gruppo ha perfezionato l'accordo con Acherar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

Il corrispettivo in termini di Enterprise Value è pari a 191 milioni di Euro. Gli accordi prevedono inoltre alcuni earn-outs relativi all'andamento del business nel 2024 e 2025.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto pertanto alla classificazione del risultato di ERG Power S.r.l. alla riga "Risultato netto attività cedute", in applicazione del principio contabile IFRS 5.

Valori economici 2022

Come già commentato nel Bilancio di Gruppo 2022, nel corso dell'esercizio 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

In particolare, in Italia si fa riferimento:

- al Contributo extraprofitto introdotto dal D.L. 21 marzo 2022;
- al Contributo di solidarietà temporaneo 2023 introdotto dalla Legge di Bilancio per 2023 (Legge n. 197 del 29 dicembre 2022);
- all'Art. 15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter).

All'estero si fa riferimento all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania e alle normative sul Price cap introdotte negli altri Paesi.

Al fine di dare una rappresentazione efficace, i valori comparativi 2022 sono stati rideterminati e sono pertanto rappresentati al netto di tali oneri e saranno quindi da intendersi "net clawbacks e windfall taxes". Il riepilogo dei diversi impatti delle misure sopracitate, a livello di margine operativo lordo e risultato netto è presentato nel capitolo "Interventi normativi di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measures and windfall tax)".

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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

Organi Societari

Consiglio di Amministrazione¹

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo)²

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Luca Bettonte (non esecutivo)

Emanuela Bonadiman (indipendente³)

Mara Anna Rita Caverni (indipendente³)

Elena Grifoni Winters (indipendente³)

Federica Lolli (indipendente³)

Elisabetta Oliveri (indipendente³)

Mario Paterlini (indipendente³)

Renato Pizzolla (non esecutivo)⁴

Collegio Sindacale⁵

PRESIDENTE

Monica Mannino⁶

SINDACI EFFETTIVI

Giulia De Martino

Fabrizio Cavalli

Dirigente Preposto (L. 262/05)

Michele Pedemonte⁷

Società di Revisione

KPMG S.p.A.⁸

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

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

³ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A.

⁴ Confermato in data 26 aprile 2023 e scadente unitamente agli altri componenti del Consiglio di Amministrazione e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023.

⁵ Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

⁶ Nominata in data 26 aprile 2023, nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A. e scadente unitamente agli altri componenti del Collegio Sindacale e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2024.

⁷ Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

⁸ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.

Profilo del Gruppo

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

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”.

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre in data 17 ottobre 2023, è stata perfezionata la cessione del business termoelettrico, perseguendo l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica interamente da fonti rinnovabili.

A seguito della finalizzazione di queste importanti operazioni, il Gruppo, la cui strategia industriale integra il piano ESG (Environmental, Social and Governance), in linea con gli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs), è diventato un operatore 100% Rinnovabile, protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, nonché nella realizzazione di una transizione energetica equa ed inclusiva.

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

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

Il Gruppo ERG, con un parco di generazione di 3.266 MW di capacità installata rinnovabile (2.747 MW eolico, 519 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.496 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 1.321 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 175 MW di potenza installata.

Esteri

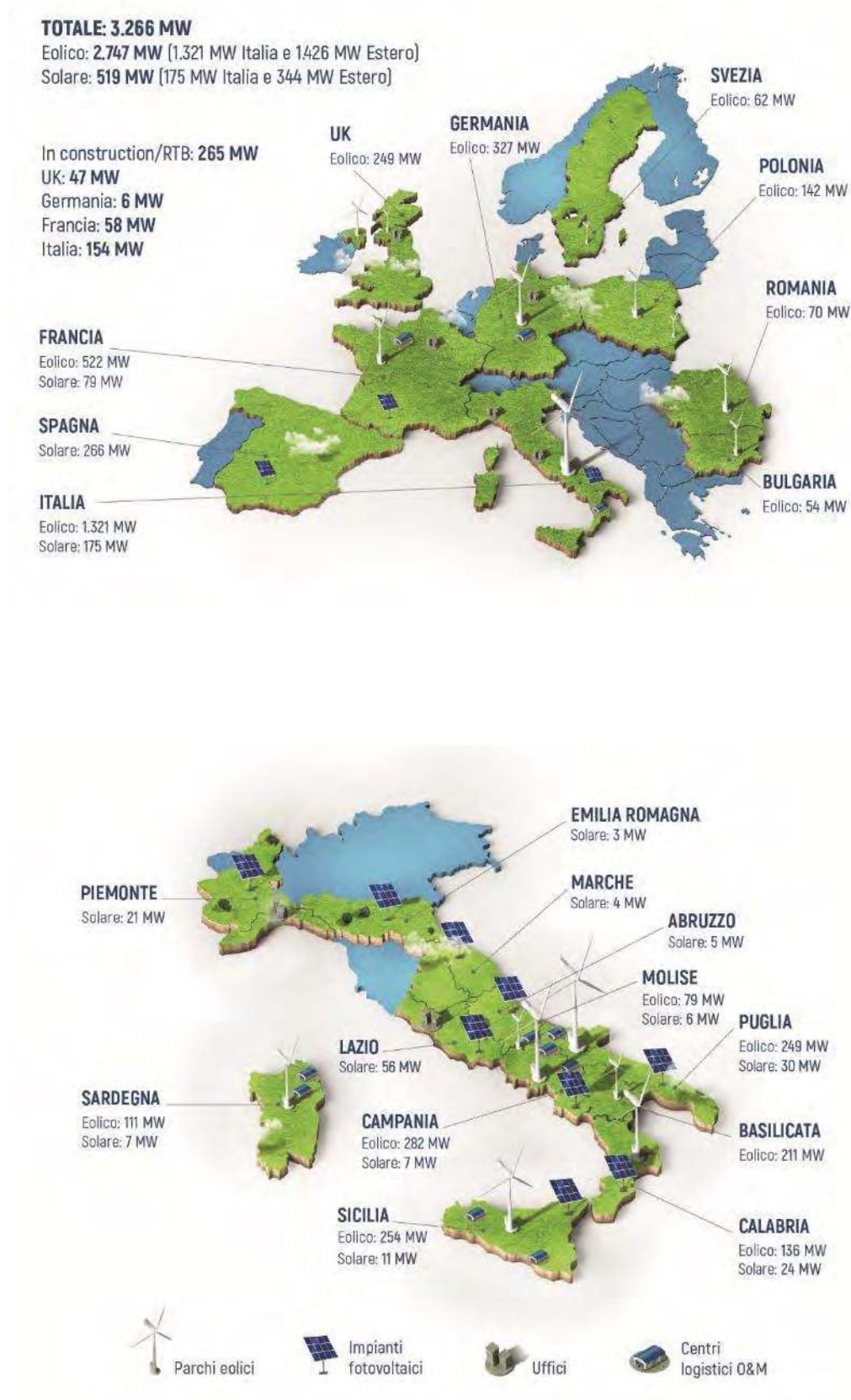
Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 1.770 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.426 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), UK (249 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

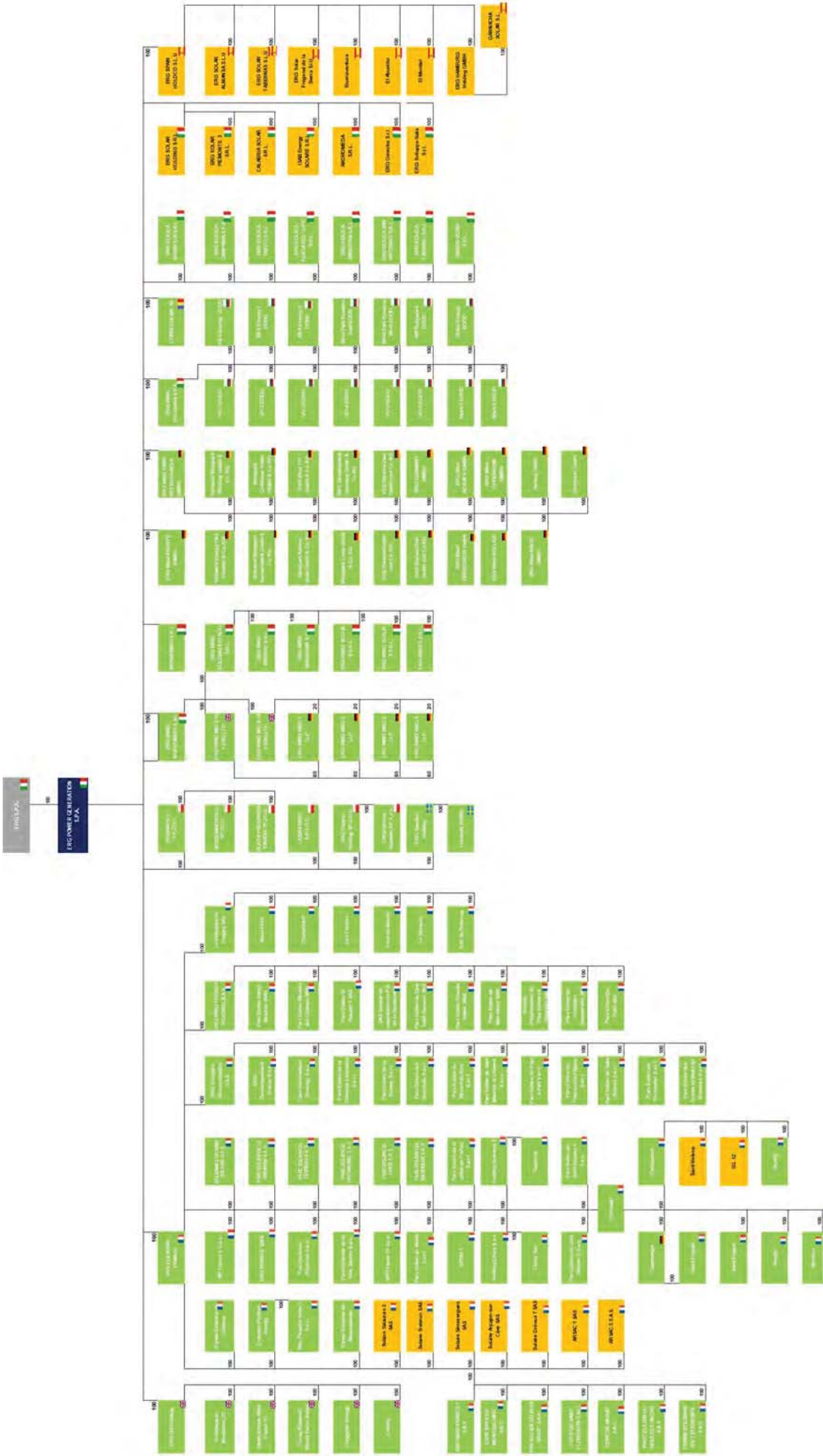
ERG, inoltre, opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 344 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia e 266 MW in Spagna.

In data 21 dicembre 2023, il Gruppo ha annunciato l'ingresso nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti grazie a una partnership strategica con Apex Clean Energy per l'acquisizione di un portafoglio da 317 MW di impianti eolici e solari. Il closing dell'operazione è previsto nel corso del secondo trimestre 2024.

Aree geografiche di attività al 31 dicembre 2023



Area di Consolidamento integrale al 31 dicembre 2023



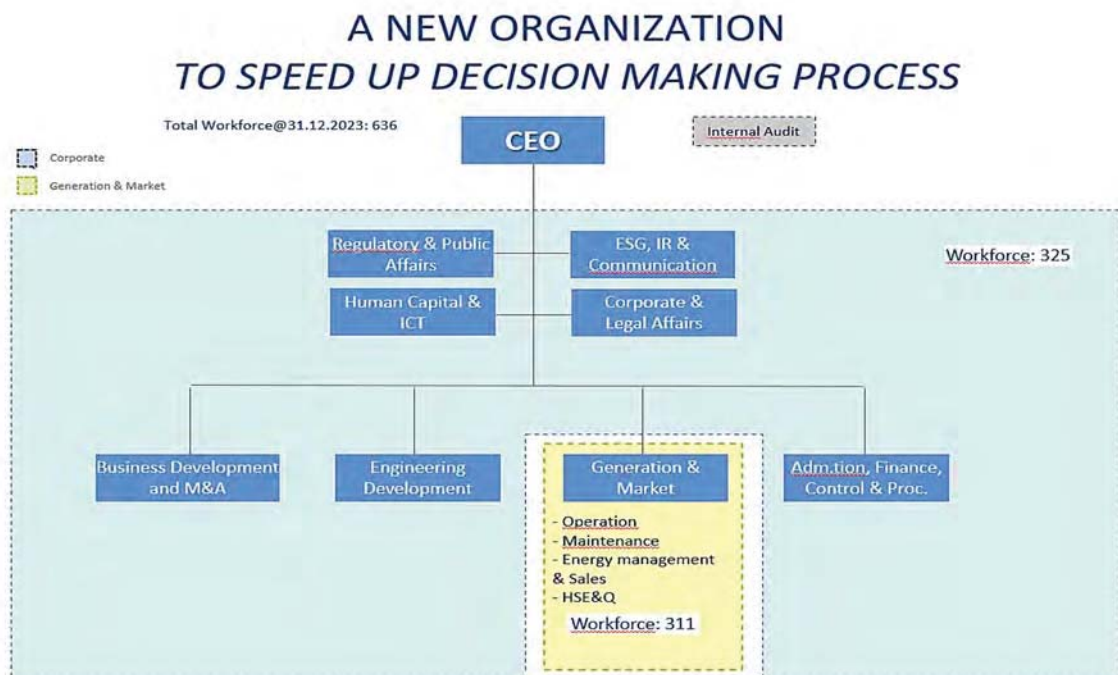
Modello organizzativo

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

- Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del *business development* ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Business Development and Merger & Acquisitions
 - Engineering Development
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication
- Generation & Market, cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind & Solar, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di competenze che assicura l'efficienza del modello operativo e la relativa standardizzazione dei processi a livello globale;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza, qualità e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.
 - un'area dedicata all'individuazione e al coordinamento di tutte le opportunità di innovazione tecnologica del Gruppo coerenti con le Linee Strategiche di Piano.

A partire dal 2022, al fine di proseguire il percorso di crescita avviato e raggiungere gli ambiziosi target fissati nel Piano Industriale, il Gruppo ha implementato un modello di business radicato nelle diverse realtà e allo stesso tempo flessibile, che tenga conto della diversificazione geografica nelle countries in cui il Gruppo è presente.

Nel corso del 2023 è proseguito il percorso evolutivo del modello operativo del Gruppo che, completato il processo di vendita della centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT), si è sempre maggiormente concentrato sul rafforzamento dei processi di sviluppo, ingegnerizzazione, realizzazione e messa in esercizio di nuovi impianti, eolici e solari, sia sviluppati internamente, sia soggetti a repowering, sia derivanti da operazioni di Merger&Acquisition o da accordi di co-sviluppo.



Strategia

L'attuale scenario macroeconomico è ancora dominato da rischi e incertezze di tipo geopolitico e legati al cambiamento climatico. La fragilità dello scenario internazionale, inaugurata dalla pandemia e proseguita con l'invasione russa dell'Ucraina, si è ulteriormente acuita a causa del conflitto tra Israele e Palestina che, a seguito degli attacchi nel canale di Suez da parte degli yemeniti, ha avuto pesanti ripercussioni sui trasporti internazionali, spingendo al rialzo sia il costo delle commodity che dei trasporti. Dal punto di vista climatico il 2023 è stato l'anno più caldo dal 1850¹ ed è coinciso con il raggiungimento del massimo storico per le emissioni di gas serra². Nel frattempo, sono aumentati gli eventi climatici estremi che hanno colpito il Pianeta (tra cui: ondate di caldo, inondazioni, siccità e incendi).

In questo contesto, molto sfidante sia sul piano economico che sul piano climatico, le fonti di energia rinnovabile hanno rafforzato il loro ruolo di protagoniste nel garantire la trasformazione energetica a livello globale verso un'economia green. Nonostante la *greenflation*, con l'incremento del costo degli impianti eolici e solari, l'energia rinnovabile resta per l'Europa più conveniente e con un costo più stabile di quella prodotta con il gas naturale di importazione.

ERG, in qualità di Pure Renewable Player, ha confermato l'impegno per la crescita del proprio portafoglio rinnovabile nei settori Wind & Solar, secondo quanto previsto dalle linee guida strategiche riflesse nel Piano industriale 2022-2026, attraverso una politica di diversificazione geografica (9 Paesi EU + USA) e tecnologica (Wind & Solar) e la progressiva securizzazione dei ricavi. Confermiamo la nostra crescita che continua ad articolarsi su tre canali principali:

- *Greenfield* e co-sviluppo: strategia di crescita focalizzata sullo sviluppo organico di pipeline proprietarie e accordi di co-sviluppo in Italia e nei principali Paesi europei di riferimento.
- Repowering dei propri impianti: strategia basata sull'evoluzione tecnologica del settore eolico e solare, attraverso il repowering degli asset (sostituzione delle tecnologie obsolete con nuove di ultima generazione), atte a incrementare la generazione di energia, sfruttando la qualità dei siti più produttivi. I ricavi dei nuovi parchi saranno securizzati attraverso la partecipazione al sistema delle aste o tramite contratti a lungo termine (PPAs).
- Merger & Acquisition: strategia basata sul cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei Paesi di interesse per il Gruppo, facendo leva sulle risorse finanziarie derivanti dall'asset rotation, sull'esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

I nostri obiettivi sono riflessi nel Piano Industriale, siamo al momento al lavoro sul nuovo Piano 2024-2028 che verrà presentato nel corso del 2024.

¹ Studio condotto da Copernicus in Global Climate Highlights 2023

² Secondo la ricerca condotta da Global Carbon Project

BUSINESS PLAN – RISULTATI A OGGI

	OBIETTIVI DEL BP AGGIORNATO 2022-2026	RISULTATI DA 1.1 A 31.12.2023
 Crescita portafoglio Rinnovabili	▪ 4,6 GW capacità installata nel 2026 (5GW nel 2027)	▪ +358 MW lordi (= +322 MW netti)
 Investimenti/MOL	▪ €3,5bn 2022-2026; >€650mn @2026	▪ €489 mn @2023
 Securitizzazione dei ricavi	▪ Confermato target 85-90% regolato sul MOL totale; ▪ PPAs vs aste	▪ PPA con EssilorLuxottica per complessivi 0,9 TWh ▪ Integrazione PPA con TIM per ulteriori 200 GWh/anno ▪ PPA con STMicroelectronics per un totale di 3,75TWh ▪ PPA con Google per complessivi ~2 TWh ▪ Aumento presenza in Spagna (+174MW) , Italia (+92 MW lordi = +56 MW netti) e UK (+92MW)
 Diversificazione geografica	▪ 9 nazioni	▪ Ingresso in USA: partnership strategica per acquisizione 317 MW eolici e solari (closing atteso nel 1° semestre 2024).
 Solare come attività strategica	▪ ~860MW di solare (su +2.200 MW) ▪ ~25% di solare sulla capacità del Gruppo @2026-27	▪ +174 MW di solare in Spagna ▪ 16% di solare sulla capacità del Gruppo @2023
 Investimento in innovazione	▪ Battery Storage; ▪ Ricerca di opportunità nell'offshore	▪ In corso avanzamento su alcuni progetti di storage in Italia
 Asset Rotation per Fonti Convenzionali	▪ Rilancio del processo di cessione del CCGT	▪ Perfezionato il closing per la cessione del CCGT a Achernar
 Integrazione dei temi ESG	▪ Confermati al centro del modello di business di ERG	▪ Miglioramento punteggio nei principali rating ESG ▪ Ingresso nel Nasdaq Sustainable Bond Framework
 Politica dei Dividendi	▪ 1 € per azione (+10% vs precedente)	▪ Dividendo pari a 1 € per azione

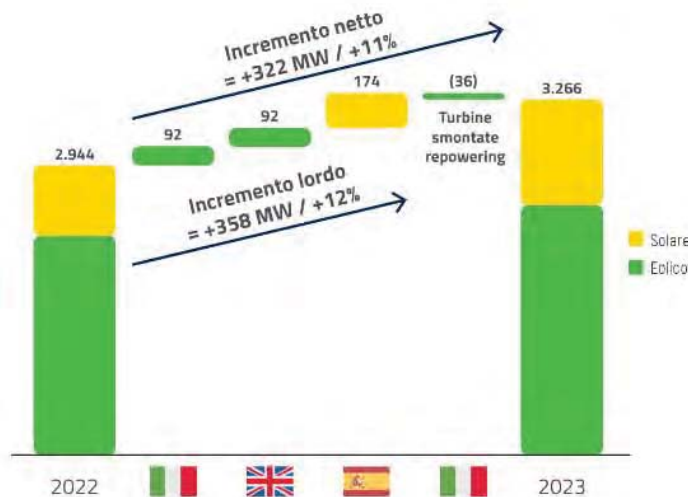
I RISULTATI E LA CRESCITA RAGGIUNTI NEL 2023

Nel 2023 ERG ha compiuto importanti passi avanti nel suo percorso strategico di decarbonizzazione e di crescita del portafoglio RES.

La capacità installata del Gruppo nell'eolico e solare è cresciuta di 322 MW, di cui:

- 56 MW di nuova potenza eolica attraverso operazioni di repowering in Italia
- 92 MW eolici costruiti in UK
- 174 MW di potenza solare attraverso operazioni di M&A in Spagna.

Nel 2023 si è registrato un significativo progresso nei progetti di repowering e *greenfield* in Italia, con circa 100 MW autorizzati e aggiudicati in asta. Si è dato seguito anche all'obiettivo di securizzazione dei ricavi attraverso la sigla di contratti a lungo termine per circa 0,5 TWh nel Regno Unito e in Italia attraverso l'accordo con Luxottica, della durata di 12 anni, per circa 0,9 TWh di energia verde prodotta dal parco eolico di Partinico-Monreale, in provincia di Palermo, il primo di ERG a completare le operazioni di repowering.



Variazione perimetro di business nell'esercizio

■ Solare Spagna

Come già riportato nella Relazione sulla Gestione al 31 dicembre 2022, in data 23 dicembre 2022 ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con Renertia Investment Company un accordo per l'acquisizione del 100% del capitale di una società proprietaria di un impianto solare fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, nella comunità autonoma de Extremadura, con una capacità installata di 25 MW.

Il valore dell'operazione in termini di *enterprise value* è stato pari a 30 milioni di euro. In data 30 giugno è stato perfezionato il closing dell'operazione.

Si precisa che la neoacquisita società spagnola è stata consolidata patrimonialmente dal 30 giugno 2023 ed economicamente dal terzo trimestre 2023.

■ Solare Spagna

In data 5 maggio 2023 ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l'acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto, per una capacità installata di 149 MW, ha completato la fase di costruzione e messa in esercizio nel corso dell'ultimo trimestre del 2023.

Il valore dell'operazione in termini di *enterprise value* alla Commercial Operating Date è stato valutato essere di 170 milioni di euro, di cui circa 90 milioni relativi a finanziamenti bancari, e un *equity value* pari a 80,5 milioni di euro. In data 23 giugno è stato perfezionato il closing dell'operazione.

La neoacquisita società spagnola è stata consolidata patrimonialmente dal 30 giugno 2023.

■ Termoelettrico

In data 17 ottobre 2023 il Gruppo ha perfezionato il closing con Acheran Energy S.p.A. (società controllata da Acheran Assets AG) per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. L'operazione si è conclusa in linea con quanto comunicato in data 29 giugno 2023.

Si precisa inoltre che, nel corso dell'esercizio, sono entrati in piena operatività un parco eolico in Regno Unito per una capacità complessiva pari a 92 MW sviluppato e costruito internamente e i parchi fotovoltaici delle neoacquisite società spagnole per un totale di 174 MW.

Inoltre, ERG ha completato la costruzione e la messa in esercizio commerciale di due primi progetti di repowering del parco eolico di Partinico-Monreale, per una potenza installata complessiva di 42 MW (+26 MW incrementali) e Camporeale per una potenza complessiva installata di 50 MW (+30 MW incrementali).

ERG entra nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti

In data 21 dicembre 2023, il Gruppo ha annunciato la firma di un importante accordo con Apex Clean Energy Holdings LLC (Apex) primario sviluppatore indipendente americano di energia pulita, per la creazione di una partnership strategica con la missione di gestire un portafoglio di impianti eolico e solare già operativo e potenzialmente svilupparlo.

Tale operazione rappresenta il primo passo del Gruppo nel mercato oltreoceano e prevede la creazione di una holding di diritto statunitense nella quale saranno conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi entrati in esercizio in tempi recenti, per complessivi 317 MW di capacità installata e una produzione stimata di circa 1 TWh, oltre ad un cooperation agreement relativo a circa 1 GW di nuovi progetti solari ed eolici onshore in fase di sviluppo negli Stati Uniti.

La holding sarà partecipata al 75% da ERG ed al 25% da Apex che proseguirà nella gestione operativa degli asset. Il portafoglio si compone di un parco eolico onshore da 224,4 MW situato in Iowa ed entrato in esercizio nella prima metà del 2023, con una produzione stimata annua di oltre 800 GWh, e di un parco fotovoltaico da 92,4 MW situato in Illinois ed entrato in esercizio nella seconda metà del 2022, con una produzione stimata annua di oltre 150 GWh, pari a complessive 387 kt di CO2 evitata. Entrambi gli impianti si trovano nel Midcontinent Independent System Operator (MISO), il mercato elettrico statunitense territorialmente più esteso e secondo per capacità installata. I due impianti beneficiano di accordi di Tax Equity con controparti finanziarie e saranno privi di debito al closing. La securizzazione dei ricavi è garantita da contratti di vendita di lungo termine (PPA) siglati con primarie controparti corporate. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è pari a 270 milioni di dollari. Il closing dell'operazione è previsto nel secondo trimestre 2024 ed è subordinato – inter alia – all'ottenimento dell'approvazione all'investimento da parte di alcune autorità statunitensi ed europee (tra cui CFIUS, HSR Commission, DG-Comp) ed al consenso al change of control da parte di alcune terze parti rilevanti (tra cui le controparti del Tax Equity Investor e del PPA).

ERG in Borsa

Al 29 dicembre 2023 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 28,86 euro, in leggera diminuzione (-0,3%) rispetto a quella della fine del 2022 e nettamente migliore rispetto all'andamento dello S&P Global Energy Index (-22,8%).

Nello stesso periodo si osserva un andamento positivo per il FTSE Mid Cap (+13,1%) e l'Euro Stoxx Utilities Index (+11,9%), mentre si assiste a una crescita più accentuata per il FTSE All Share (+26,3%) e il FTSE MIB (+28,0%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 21,00 Euro (3 ottobre) e un massimo di 29,74 Euro (3 gennaio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi e ai volumi del titolo ERG al 29 dicembre 2023:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 29.12.2023	28,86
Prezzo massimo (03.01.2023) ⁽¹⁾	29,74
Prezzo minimo (03.10.2023) ⁽¹⁾	21,00
Prezzo medio	26,21

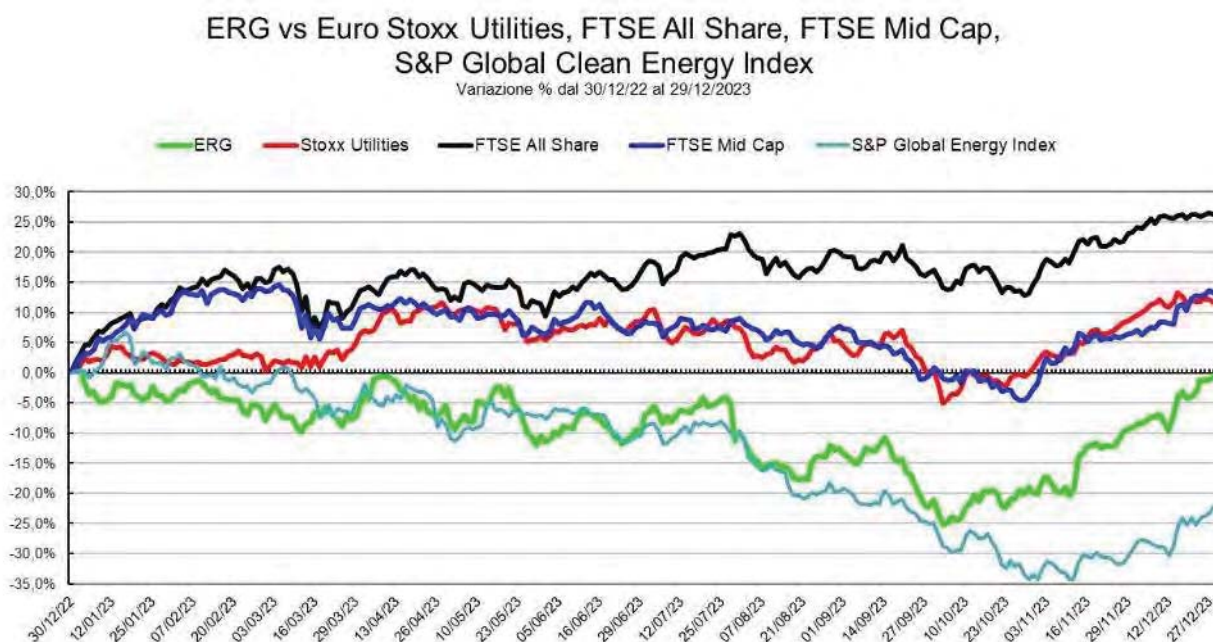
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N° azioni
Volume massimo (28.07.2023)	2.332.418
Volume minimo (14.08.2023)	101.396
Volume medio	393.531

La capitalizzazione di borsa a fine 2023 ammonta a circa 4.338 milioni di euro (4.353 milioni alla fine del 2022).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 149.292.110.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 31 dicembre 2023



Programma di acquisto azioni proprie

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in data 12 ottobre 2023, ha deliberato l'avvio al programma di acquisto di azioni proprie, in ottemperanza alla delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023.

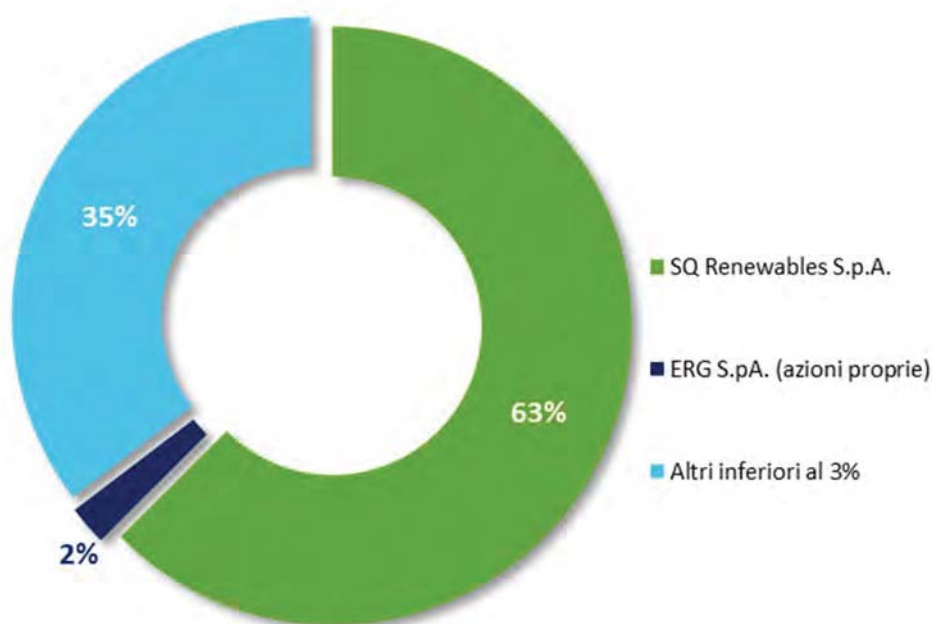
Il quantitativo massimo di Azioni che potranno essere acquistate è di n. 3.758.000 (pari al 2,5% del capitale sociale), con un esborso massimo di Euro 100.000.000, senza pregiudizio per ogni altra limitazione eventualmente derivante da disposizioni legislative o regolamentari.

ERG S.p.A., nel periodo dal 16 ottobre 2023 al 29 dicembre 2023, ha acquistato sul mercato Euronext Milan n. 2.404.280 azioni ordinarie (pari all'1,5994% del capitale sociale di ERG S.p.A.) ad un prezzo medio ponderato di Euro 25,4826, per un controvalore complessivo di Euro 61.267.288,98. Alla data del 29 dicembre 2023, considerando le azioni già in portafoglio, ERG S.p.A. detiene n. 3.186.360 azioni proprie, pari al 2,1197% del relativo capitale sociale.

Il programma di acquisto azioni proprie si è completato in data 12 febbraio 2024; dall'avvio del programma sono state riacquistate n. 3.758.000 azioni ordinarie (numero massimo di azioni acquistabili) al prezzo medio ponderato di euro 26,0 per azione. Considerando le azioni già in portafoglio prima dell'avvio del programma ERG S.p.A. detiene n. 4.540.080 azioni proprie pari al 3,0203% del relativo capitale sociale.

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

Di seguito la composizione societaria alla data di Reporting date del 31 dicembre 2023:



Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 12 gennaio 2023	UK & Nordics	Eolico	ERG annuncia l'avvio del parco eolico di Creag Riabhach nella contea di Sutherland, nel nord della Scozia. Il parco ha una capacità installata totale di 92,4 MW ed una produzione complessiva a regime di 271 GWh annui, evitando l'emissione di 125 kt di CO ₂ ogni anno. Larga parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà venduta attraverso un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni siglato con ENGIE UK Markets Ltd nel corso del primo trimestre 2022.
Comunicato Stampa del 18 gennaio 2023	Italia	Corporate	Sustainalytics ha assegnato a ERG il Rating 'Low Risk' con punteggio 14,6 rispetto al Medium Risk (20,7) registrato l'anno precedente, migliorando il profilo di rischio ESG del Gruppo, che si posiziona al 5° posto (su 75) tra gli Independent Power Producers a livello globale. Inoltre, ERG è stata inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world", posizionandosi al 54° posto nell'indice 2023, prima tra le imprese italiane incluse nell'elenco.
Comunicato Stampa del 31 gennaio 2023	Italia	Corporate	ERG si conferma nel Bloomberg Gender Equality Index con un significativo miglioramento del punteggio. Il Gruppo entra nel primo quartile del ranking.
Comunicato Stampa del 9 marzo 2023	Italia	Eolico	EssilorLuxottica ed ERG annunciano la firma di un accordo di lungo termine per la fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.
Comunicato Stampa del 15 marzo 2023	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Progetto di Bilancio 2022, l'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG 2022/26.
Comunicato Stampa del 26 aprile 2023	Italia	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2022, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione, ha confermato Renato Pizzolla quale Consigliere di Amministrazione e nominato Monica Mannino Presidente del Collegio Sindacale.
Comunicato Stampa del 4 maggio 2023	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stabile outlook ed un senior unsecured rating BBB-.
Comunicato Stampa del 5 maggio 2023	Spagna	Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l'acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto è entrato in esercizio commerciale nel quarto trimestre del 2023. Il valore dell'operazione in termini di <i>enterprise value</i> è di 170 milioni di euro, con un <i>equity value</i> pari a 80,5 milioni di euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data 23 giugno .
Comunicato Stampa del 9 maggio 2023	Italia	Eolico / Solare	Nuovo accordo di lungo termine tra ERG e TIM per la fornitura di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il contratto prevede l'integrazione del <i>Power Purchase Agreement</i> precedentemente siglato in data 14 maggio 2021 per la fornitura di 340GWh/ anno per 10 anni, con un volume aggiuntivo di 200 GWh annui " <i>baseload</i> " di energia 100% green prodotta da impianti rinnovabili del portafoglio ERG.
Comunicato Stampa del 13 giugno 2023	Italia	Corporate	ERG entra a far parte del Nasdaq Sustainable Bond Network, piattaforma dedicata alla Finanza Sostenibile della borsa elettronica di New York che riunisce investitori, emittenti e banche d'investimento. Dal lato dell'emittente, l'adesione permetterà al Gruppo di ampliare ulteriormente la rete di potenziali investitori internazionali attenti ai temi della sostenibilità.
Comunicato Stampa del 14 giugno 2023	Italia	Eolico	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Partinico-Monreale, Palermo, il primo nel portafoglio del Gruppo a portare a termine le operazioni di Repowering. Il parco, a seguito della sostituzione di tutti gli aerogeneratori obsoleti con quelli di ultima generazione, si compone di 10 turbine VESTAS V136 da 4,2 MW con una potenza installata totale di 42 MW (rispetto alle precedenti 19 turbine per un totale di 16 MW) e una produzione annua stimata di 94 GWh (rispetto ai precedenti 27 GWh).

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 16 giugno 2023	Italia	Eolico	ERG è stata promossa da MSCI Inc. al rating "AAA", in miglioramento rispetto al rating "AA" del 2022, facendola rientrare nella categoria "Leader". ERG si è collocata tra le migliori 18 Utilities a livello internazionale, tra le 138 del settore analizzate da MSCI per le performance ESG, e le circa 2900 aziende esaminate a livello globale. ERG, inoltre, risulta tra i Top Performer ESG Identity, all'interno dell'"Integrated Governance Index 2023", l'indice che verifica il grado di integrazione dei fattori ESG nelle strategie aziendali, ponendola tra le best practice italiane in tema di corporate governance. Il Gruppo ha raggiunto la quarta posizione, in netto miglioramento rispetto alla decima registrata lo scorso anno.
Comunicato Stampa del 29 giugno 2023	Italia	Termoelettrico	ERG ha firmato un accordo con Achernar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT). Il closing dell'operazione, subordinato – inter alia - al positivo completamento della procedura golden power presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, è previsto entro la fine dell'anno in corso.
Comunicato Stampa del 30 giugno 2023	Spagna	Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Spain Holco, ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale di Instalacion Fotovoltaica Arericsol VIII, società proprietaria di un impianto fotovoltaico situato a Fregenal de la Sierra, con una capacità installata di 25 MW.
Comunicato Stampa del 7 luglio 2023	Italia	Corporate	Science Based Target initiative ha certificato gli obiettivi "Net Zero" di ERG. L'impegno di ERG è orientato al raggiungimento del Net Zero entro il 2040 attraverso alcune azioni sia sul breve al 2027 (near-term target), che nel lungo periodo (long-term target) al 2040.
Comunicato Stampa del 18 luglio 2023	Italia	Corporate	Perfezionato il rinnovo del programma di emissione di prestiti obbligazionari non convertibili a medio-lungo termine (EMTN Programme).
Comunicato Stampa del 29 settembre 2023	Italia	Eolico	ERG ha completato l'operazione di Repowering del proprio parco eolico di Camporeale, Palermo e avviato l'energizzazione delle 12 turbine di ultima generazione da 4,2 MW per una capacità installata complessiva di 50,4 MW (rispetto ai precedenti 24 aerogeneratori da 0,85 MW per una potenza totale di 20,4 MW) e una produzione annua stimata di circa 86 GWh (rispetto ai precedenti 31 GWh).
Comunicato Stampa del 17 ottobre 2023	Italia	Termoelettrico	Perfezionato il closing con Achernar Energy S.p.A. (società controllata da Achernar Assets AG), in linea con quanto comunicato lo scorso 29 giugno 2023, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., società che è proprietaria e gestisce la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e alta efficienza, alimentata a gas naturale, di Priolo Gargallo (Siracusa).
Comunicato Stampa del 25 ottobre 2023	Italia	Eolico	ERG ha inaugurato il primo Repowering in Italia del parco eolico di Partinico Monreale. L'evento ha coinvolto istituzioni, operatori del settore, analisti finanziari, azionisti e top management del Gruppo.
Comunicato Stampa del 24 novembre 2023	Italia	Eolico	ERG e STMicroelectronics, leader globale nei semiconduttori con clienti in tutti i settori applicativi dell'elettronica, hanno annunciato la sottoscrizione di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di quindici anni per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alle sedi operative italiane di ST nel periodo 2024-2038. L'accordo prevede la vendita da parte di ERG di circa 250 GWh annui di energia rinnovabile, equivalente ad un volume totale su 15 anni di 3,75 TWh, prodotti dagli impianti siciliani di Camporeale a Palermo e di Mineo-Militello-Vizzini a Catania.
Comunicato Stampa del 4 dicembre 2023	Spagna	Solare	Il top management di ERG ha visitato il parco fotovoltaico di Garnacha, situato a Toro, nella regione di Castilla y León. Il parco, acquisito da ERG a giugno 2023, ha una capacità installata complessiva di 149MWp ed ha completato l'installazione di tutti gli apparati di produzione.
Comunicato Stampa del 21 dicembre 2023	Stati Uniti	Eolico / Solare	ERG entra nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti attraverso una partnership strategica con Apex Clean Energy per l'acquisizione di un portafoglio da 317 MW di impianti eolici e solari in Iowa ed Illinois. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è pari a 270 milioni di dollari. Il closing dell'operazione è previsto entro il primo semestre del 2024.
Comunicato Stampa del 28 dicembre 2023	Francia	Eolico / Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto con QEnergy France SAS, primario operatore del settore delle energie rinnovabili in Francia, un accordo per l'acquisizione del 100% di CEPE Renouvellement Haut Cabardès SAS, società proprietaria di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di circa 86 milioni di euro, con un equity value pari a circa 17 milioni di euro. Il closing si è perfezionato nel mese di gennaio 2024.

Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (*clawback measure and windfall tax*)

Nel corso del 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, già descritte nel Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2022 e i cui effetti hanno avuto impatto anche sul Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2023.

L'applicazione di tali misure ha comportato restituzioni per un impatto negativo nel 2023 pari a 12 milioni sul margine operativo lordo (9 milioni sul risultato netto delle attività continue di Gruppo nel 2023). Nel 2022, tale impatto negativo era stato pari a 35 milioni sul margine operativo lordo (83 milioni sul risultato netto delle attività continue di Gruppo³).

Nella tabella sottostante è proposta la rappresentazione dei risultati *adjusted* del Gruppo sia al lordo che al netto degli effetti delle misure transitorie (*clawback measures / windfall taxes*) al fine di dare la rappresentazione più trasparente possibile circa gli impatti nel 2023 e nel 2022, di natura straordinaria e temporanea, derivante dalle norme introdotte in diverse *country* al fine di contrastare l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica.

(milioni di Euro)	12 mesi 2023	12mesi 2022	Variazione
Ricavi (gross clawback)	753	749	3
(-) clawback measures	12	35	(24)
Italia	0	7	(7)
Francia	6	7	(2)
Germania	-	2	(2)
Spagna	0	-	0
Est Europa ⁽¹⁾	6	19	(13)
Ricavi (net clawback)	741	714	27
Margine operativo lordo (gross clawback)	532	537	(5)
(-) clawback measures	12	35	(24)
Italia	0	7	(7)
Francia	6	7	(2)
Germania	-	2	(2)
Spagna	0	-	0
Est Europa	6	19	(13)
Margine operativo lordo (net clawback)	520	502	19
Risultato netto attività continue di Gruppo (gross clawback e windfall tax)	235	212	23
(-) clawback measures e windfall tax	9	83	(74)
Italia	0	61	(61)
Francia	4	5	(1)
Germania	-	2	(2)
Spagna	0	-	0
Est Europa	5	16	(11)
Risultato netto attività continue di Gruppo (net clawback e windfall tax)	226	129	97

⁽¹⁾ Nel mese di novembre 2022, il Governo rumeno con l'Emergency Act n.53 ha stabilito l'obbligo per gli operatori con capacità superiore a 10 MW di vendere tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso di 450 lei/MWh (circa 90 €/MWh), tramite la sottoscrizione di contratti PPA. Di conseguenza, a partire da tale data, gli impatti delle *clawback measures* non sono più esplicitamente rappresentati.

Per chiarezza espositiva nella presente Relazione i risultati *adjusted* sia del 2023, sia del periodo comparativo del 2022, saranno rappresentati al netto di tali oneri e saranno quindi da intendersi "*net clawbacks e windfall taxes*".

³ Si ricorda che l'esercizio 2022 comprendeva misure di *clawback measures* e *windfall taxes* rilevate alla riga imposte sul reddito pari a 56 milioni, derivanti dal D.L. del 21 marzo 2022 (37 milioni) e dal Contributo Straordinario 2023 (19 milioni) introdotto dalla Legge di Bilancio 2023 (Legge 197 del 29 dicembre 2022), oltreché l'effetto net tax delle *clawback measures* in Europa (28 milioni).

Highlights

(milioni di Euro)		Reported ⁽¹⁾		Adjusted ⁽²⁾	
Principali dati economici		Anno	Anno	Anno	Anno
		2023	2022	2023	2022
Ricavi		741	714	741	714
Margine operativo lordo		529	499	520	502
Risultato operativo netto		304	221	305	273
Risultato netto attività continue di Gruppo		214	85	226	129
Risultato netto di Gruppo ⁽³⁾		179	379	219	145
Principali dati finanziari					
Capitale investito netto ⁽⁴⁾		3.757	3.510	3.592	3.357
Patrimonio netto		2.140	2.055	2.147	2.059
Indebitamento finanziario netto ⁽⁴⁾		1.617	1.592	1.445	1.434
Leva finanziaria		43%	44%	40%	41%
Ebitda Margin %		71%	70%	70%	70%
Dati operativi					
Totale capacità installata a fine periodo	MW			3.266	2.944
Totale produzioni di energia elettrica	GWh			6.139	4.956
Capacità installata Italia a fine periodo	MW			1.496	1.440
Produzione di energia elettrica in Italia	GWh			2.784	2.312
Capacità installata Francia a fine periodo	MW			600	600
Produzione di energia elettrica in Francia	GWh			1.315	1.076
Capacità installata Germania a fine periodo	MW			327	327
Produzione di energia elettrica in Germania	GWh			629	556
Capacità installata UK & Nordics a fine periodo	MW			311	219
Produzione di energia elettrica UK & Nordics	GWh			455	226
Capacità installata Spagna a fine periodo	MW			266	92
Produzione di energia elettrica in Spagna	GWh			213	171
Capacità installata in East Europe	MW			266	266
Produzione di energia elettrica in East Europe	GWh			742	615
Investimenti ⁽⁵⁾	milioni di Euro			489	946
Dipendenti a fine periodo ⁽⁶⁾	Unità			636	573
Ricavi netti unitari ⁽⁷⁾	Euro/MWh			117	139
Italia - Eolico	Euro/MWh			109	134
Italia - Solare	Euro/MWh			342	317
Francia - Eolico	Euro/MWh			93	91
Francia - Solare	Euro/MWh			96	96
Germania - Eolico	Euro/MWh			140	168
UK & Nordics - Eolico	Euro/MWh			111	150
Spagna - Solare	Euro/MWh			123	126
East Europa - Eolico	Euro/MWh			91	139

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

⁽²⁾ Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

⁽³⁾ Il risultato netto di Gruppo include il risultato del business termoelettrico ed idroelettrico oggetto di cessione. Nel 2023 il risultato netto di Gruppo include principalmente la minusvalenza netta rilevata alla cessione dell'impianto CCGT. Il dato comparativo 2022 include il risultato del business termoelettrico, ancora in corso di cessione nel 2022, oltreché la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni.

⁽⁴⁾ I dati *adjusted* relativi al 2023 sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, mentre i dati comparativi 2022 sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 e dell'IFRS 5, in quanto il business termoelettrico era in corso di cessione.

⁽⁵⁾ In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del 2023 include gli investimenti relativi a operazioni di *Merger & Acquisition* delle acquisizioni in Spagna pari a 184 milioni, mentre il dato del 2022 comprendeva investimenti relativi a operazioni di *Merger & Acquisition* pari a 638 milioni, a seguito delle importanti acquisizioni di parchi eolici e fotovoltaici in Italia.

⁽⁶⁾ Il dato comparativo del 2022 non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT ceduta nel mese di ottobre 2023.

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

Commento ai risultati del periodo

Nel 2023 i **ricavi adjusted** sono stati pari a 741 milioni, in aumento rispetto al 2022 (714 milioni), grazie al contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022 e nel 2023, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in esercizio a partire dal secondo semestre 2022 e alla migliore ventosità riscontrata nel periodo in tutte le geografie, in parte compensato dai prezzi di mercato in forte riduzione in tutti i Paesi. Le produzioni sono risultate pari a 6,1 TWh, in aumento complessivamente di 1,2 TWh (+24%) rispetto al 2022, grazie principalmente al contributo derivante dai nuovi parchi e alla maggiore ventosità riscontrata nel periodo. L'esercizio 2023 risulta caratterizzato da prezzi di mercato fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati del 2022, pur influenzato dall'introduzione delle misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi del settore elettrico, che hanno influito, anche se solo in parte, sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti PPA a condizioni prestabilite e contratti finanziari.

Si precisa che il **marginale operativo lordo adjusted¹** è stato pari a 520 milioni nel 2023 (502 milioni nel 2022).

ITALIA

- **Eolico (-2 milioni):** margine operativo lordo pari a 216 milioni sostanzialmente in linea al 2022 (218 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato catturati, in particolare per l'azzeramento del valore dell'incentivo (pari a 43 euro al MWh nel 2022), sostanzialmente compensati dall'effetto perimetro derivante dall'acquisizione di parchi eolici effettuata nel secondo semestre 2022, dai contributi derivanti dai parchi entrati in operatività nel corso dell'esercizio e dalla maggiore ventosità riscontrata nel periodo. Le produzioni sono state pari a 2.528 GWh nel 2023 rispetto ai 2.062 GWh del 2022, grazie alla migliore ventosità riscontrate nel periodo oltre che per effetto della nuova capacità in esercizio (+231 GWh).
- **Solare (+9 milioni):** margine operativo lordo pari a 79 milioni in aumento rispetto al 2022 (70 milioni²) per effetto del pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel secondo semestre 2022 e dei maggiori prezzi catturati grazie alle coperture effettuate pur in un contesto di scenario prezzi inferiori nel periodo di riferimento. Le produzioni sono state pari a 256 GWh nel 2023 rispetto ai 250 GWh del periodo corrispondente 2022 principalmente grazie all'effetto perimetro (+21 GWh).

ESTERO

- **Eolico (+7 milioni):** margine operativo lordo pari a 223 milioni in aumento rispetto al 2022 (216 milioni) prevalentemente per effetto del contributo derivante dai parchi costruiti internamente ed entrati in operatività a fine 2022 e nei primi mesi del 2023 principalmente nel Regno Unito e della maggiore ventosità riscontrata nel periodo in tutti i paesi, in particolare in Francia, in parte compensato dalla generale forte riduzione dei prezzi di mercato.
- **Solare (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 25 milioni in aumento rispetto al 2022 (23 milioni) per effetto del contributo dei neoacquisiti parchi fotovoltaici in Spagna (174 MW) entrati in esercizio nel corso del secondo semestre 2023.

Complessivamente l'effetto perimetro legato alla maggiore capacità è pari a 68 milioni grazie al pieno contributo degli impianti *greenfield* e repowering costruiti internamente ed entrati in esercizio, oltre che alle acquisizioni effettuate nel corso del secondo semestre 2022 e del 2023.

Si segnala inoltre 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 stato pari a 305 milioni (273 milioni nel 2022). Gli ammortamenti sono stati pari a 215 milioni, in diminuzione rispetto al 2022 (229 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset (27 milioni) più che compensato dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (27 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" e dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (13 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering e Revamping*.

¹ Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a 14 milioni, e agli altri effetti negativi degli special items per circa 4 milioni.

² Il margine operativo lordo adjusted 2022 includeva peraltro oneri per 7 milioni per effetto dell'applicazione della normativa relativa all'art. 15-bis D.L. 4/2022 (c.d. Sostegni – Ter)

Il **risultato netto delle attività continue di Gruppo *adjusted*** è pari a 226 milioni in sensibile aumento rispetto al 2022 (129 milioni) e riflette, oltre a quanto già sopra commentato, minori oneri finanziari per 19 milioni e minori imposte nel confronto con il 2022. Si ricorda che i risultati del 2022 includevano gli effetti sia del Contributo Extraprofitti (introdotto dal D.L. 21 marzo 2022) per 37 milioni che del Contributo Straordinario (introdotto dalla Legge di Bilancio 2023) per 19 milioni, rilevati entrambi alla voce imposte sul reddito.

Il **risultato netto di Gruppo *reported*** è stato pari a 179 milioni, comprensivo dell'impatto net tax degli special items, oltreché della minusvalenza netta (43 milioni) rilevata nell'operazione di cessione dell'impianto CCGT. Si ricorda che il risultato netto di Gruppo *reported* dell'esercizio 2022 (379 milioni) comprendeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni).

Nel 2023, gli **investimenti** sono stati pari a 489 milioni (946 milioni nel 2022) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari (184 milioni) in Spagna avvenute nel mese di giugno 2023, alle attività di sviluppo organico e mantenimento (305 milioni rispetto ai 307 milioni nel 2022), correlati alle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di Repowering sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica (di cui 92 MW già completati), oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW e Svezia per 62 MW e alle attività di Revamping sul perimetro solare. Si segnalano inoltre che procedono le attività di costruzione di tre parchi Greenfield in Francia per 59 MW.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" *adjusted*** risulta pari a **1.445 milioni**, in lieve aumento (+11 milioni) rispetto al 31 dicembre 2022 (1.434 milioni). La variazione riflette l'effetto delle acquisizioni di due parchi fotovoltaici in Spagna (184 milioni), gli investimenti del periodo (305 milioni) principalmente correlati allo sviluppo sui progetti di Repowering e Revamping in Italia, i dividendi distribuiti agli azionisti (154 milioni), l'effetto del programma di acquisto azioni proprie (61 milioni) e il pagamento delle imposte (26 milioni) compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (495 milioni³), che include l'incasso a seguito della regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura oltreché gli effetti legati alle operazioni di cessione del business termoelettrico (93 milioni), perfezionata in data 17 ottobre 2023.

Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei future commodities di circa 1 milione (153 milioni al 31 dicembre 2022).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 dicembre 2023 a 172 milioni (157 milioni al 31 dicembre 2022).

³ Include il margine operativo lordo *adjusted*, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

Mercato di riferimento

Scenario prezzi

Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	2023	2022
Italia		
PUN ⁽¹⁾	127	304
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	0	43
TTF	41	121
CO2	83	80
Eestero		
Francia	97	276
Germania	95	235
Polonia	144	207
<i>di cui Energia Elettrica</i>	112	167
<i>di cui Certificati d'Origine</i>	32	40
Bulgaria	104	253
Romania	133	295
<i>di cui Energia Elettrica</i>	104	265
<i>di cui Certificato Verde</i>	29	29
Irlanda del Nord	122	226
Gran Bretagna	108	241
Spagna	87	168
Svezia SE4	65	152

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

Quadro Normativo - Incentivi e Tariffe

Incentivi Italia

Eolico

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

Solare

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro.
- Il DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'incentivo:
 - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.
- Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi, della durata di 20 anni, tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a) siano autorizzati;
 - b) utilizzino componenti nuovi;
 - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola; tale divieto non si applica agli impianti agrovoltai che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, adottino soluzioni integrative innovative tali da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi per gli impianti agrovoltai è inoltre subordinato, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico e la produttività agricola.

Incentivi e Tariffe Estero

Germania	Eolico	- Impianti in esercizio entro luglio 2014: tariffa di tipo <i>feed-in tariff</i> (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012). - Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016: tariffa di tipo FIP (EEG 2014). - Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018: previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo. - Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021 e EEG 2023). La durata dell'incentivo è di 20 circa anni. Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) a 1 via e la tariffa aggiudicata in asta viene adeguata in base alla formula del c.d. Referenzertrag.
Germania	Solare	- Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi: incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017, EEG 2021, EEG 2023). Impianti fotovoltaici installati a terra possono accedere alle aste purché di capacità non superiore a 20 MW. Per l'anno 2023, tale limite viene derogato dalla disposizione transitoria (§ 100 EEG 2023), e anche impianti più grandi potranno partecipare alle aste 2023 purché di capacità non superiore a 100MW". - Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via per circa 20 anni;
Francia	Eolico	- Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: <i>feed-in tariff</i> (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del <i>load factor</i> effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400. - Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: <i>feed-in premium</i> (FIP). La FIP è articolata in più componenti: <i>complément de rémunération</i>, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. - Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti: il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta (per l'aggiudicazione di incentivi di durata 20 anni parzialmente adeguati ad indici inflattivi su base annua) o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW e che rispettano specifici criteri.
Francia	Solare	- Introdotta nel 2000 un sistema FIT e dal 2011 aste per impianti FV di potenza compresa tra 250 kW e 17 MW. - A partire dal 2018, aste per impianti FV di potenza superiore a 500kW per l'assegnazione di un CFD a 2 vie di durata 20 anni, parzialmente adeguato ad indici inflattivi su base annua.
Bulgaria	Eolico	Tariffa (<i>feed-in tariff</i> – FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.
Polonia	Eolico	- Impianti in esercizio entro luglio 2016: Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempimento dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. - Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo, di durata fino a 15 anni, è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie).
Romania	Eolico	- Certificati Verdi per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare: a) periodo di recupero dei Certificati Verdi (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025); b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi); - Il cap e il <i>floor</i> entro cui può oscillare il prezzo dei CV sono posti rispettivamente a 35 €/MWh e 29,4 €/MWh. - La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.

Spagna	Solare	● <i>Regimen Especifico</i>, dove il principale elemento di integrazione dei ricavi è la “<i>Retribución a la Inversión</i>” (Rinv – Remunerazione Investimento), espressa in €/MW, calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 30 anni in funzione della capacità dell'impianto. È anche previsto un ulteriore elemento di integrazione dei ricavi, espresso in €/MWh, qualora necessario, a copertura dei costi operativi “<i>Retribucion a la Operacion</i>” ● A partire dal 2016: introduzione del meccanismo ad asta per il riconoscimento della “<i>Retribución a la Inversión</i>” (Rinv), calcolata su base annua e corrisposta per tutta la durata del periodo di incentivazione pari a 25 anni, in funzione della potenza dell'impianto, in base al valore dell'offerta aggiudicata. Sconto offerto sul Valore standard dell'investimento iniziale (€/MW), che rappresenta il principale parametro retributivo per la determinazione del Rinv ● A partire dal 2020, abbandono del precedente sistema di incentivazione, basato su un sistema Return Asset Base a favore dell'adozione di un sistema basato sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CfD a due vie). Il periodo di remunerazione non è fisso ma dura un periodo pari al minimo tra 12 anni e il raggiungimento del volume massimo di energia incentivabile.
--------	--------	---

Aggiornamenti Normativi ed Istituzionali di Rilievo nell'esercizio

UNIONE EUROPEA

- Commissione europea – Net Zero Industry Act (NZIA)**
 Nel marzo 2023 la Commissione europea ha presentato il Net Zero Industry Act (NZIA) mirato a sostenere gli investimenti nella capacità manifatturiera nelle tecnologie *green* in Europa. Per l'eolico, stabilisce un obiettivo di capacità produttiva domestica annuale di 36 GW. Viene pure proposto che i governi nazionali adottino anche criteri diversi dal prezzo per l'aggiudicazione delle aste rinnovabili, come la sostenibilità ambientale, l'integrazione del sistema energetico, la resilienza delle catene di approvvigionamento.
- Commissione europea – Wind Power Action Plan, Carta europea dell'energia eolica**
 Ad ottobre 2023 la Commissione Europea ha pubblicato il *Wind Power Action Plan*, un programma di attività con l'obiettivo di incrementare l'installazione di impianti eolici nell'Unione Europea. Tra le principali azioni, linee guida per definire più rapidamente e regole standard per le aste per le energie rinnovabili, verificando in quali casi prezzi a base d'asta insufficienti hanno impedito la saturazione dei contingenti. Il piano prevede inoltre l'adozione di un'apposita Carta eolica dell'UE, emessa alla fine del 2023 e sottoscritta anche da ERG.
- Commissione europea – atti normativi del pacchetto “Fit for 55”**
 Nel maggio 2023 sono stati pubblicati diversi atti normativi previsti dal pacchetto “Fit for 55” per il raggiungimento dell'obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni di gas-serra del 55% rispetto al 1990, stabilito dalla Climate Law del 2021.
 In particolare, lo scorso ottobre 2023 è stata adottata la nuova Direttiva (EU) 2023/2413 sulle energie rinnovabili, nota come RED III. La direttiva entra in vigore il 20 novembre 2023; gli Stati membri dovranno recepire la direttiva nella legislazione nazionale entro il 21 maggio 2025 (18 mesi dall'entrata in vigore). Rispetto alla precedente RED II, con la RED III viene ulteriormente incrementato l'obiettivo di incidenza dell'energia rinnovabile nei consumi finali di energia dell'Unione, ora pari al 42,5% (RED II: 32%). La riforma più estesa riguarda il regime di autorizzazioni. Gli Stati membri devono individuare entro 27 mesi dall'entrata in vigore (i.e. entro metà febbraio 2026), le «aree di accelerazione per le energie rinnovabili» nelle quali è prevista l'autorizzazione entro 12 mesi per i nuovi progetti (più 6 mesi in circostanze eccezionali) ed entro 6 mesi per il repowering (più 3 mesi in circostanze eccezionali). Entro tali aree le valutazioni d'impatto ambientale non sono condotte per ogni singolo progetto bensì su base zonale.
 Lo sviluppo della rete/infrastrutture è incluso nelle procedure di autorizzazione.
 Il principale altro provvedimento del pacchetto è il Regolamento 2023/956 che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM).
- Commissione europea – revisione Piani nazionali energia e clima**
 A dicembre 2023 la Commissione ha valutato le proposte di revisione dei Piani Nazionali Energia e Clima (PNIEC) inviate dagli Stati membri, accompagnandola con una serie di raccomandazioni e valutazioni.
 Complessivamente, i PNEC rivisti non risultano adeguati a raggiungere gli obiettivi sulla riduzione delle emissioni di gas-serra, sulle energie rinnovabili e sull'efficienza energetica ostacolando pure l'impegno a migliorare la sicurezza energetica dell'Unione.

Principali provvedimenti comunitari correlati alla crisi energetica e all'aumento dei prezzi di elettricità e gas

- Ad ottobre 2022 è stato pubblicato il **Regolamento (UE)**

2022/1854 che prevede in particolare:

- l'istituzione di un tetto ai ricavi di mercato provenienti dall'energia elettrica prodotta con tecnologie definite “infra-marginali”;
- un contributo solidaristico a carico dei settori petrolifero, del gas naturale e del carbone;

Viene istituito un limite ai “ricavi di mercato” unitari da generazione di energia elettrica da fonti “infra marginali”, inclusi eolico e solare, ponendoli non superiori a 180 euro/MWh. Tale limite si intende applicato in tutta l'Unione Europea e comporta la restituzione dei ricavi eccedenti.

Gli Stati membri possono mantenere o introdurre, sotto condizioni specifiche, ulteriori limitazioni dei ricavi mirati a fronteggiare la crisi energetica, ovvero non applicare il limite per i ricavi da servizi / ridispatchamento e assoggettare alla restituzione il 90% dei ricavi eccedenti.

Il limite non si applica ai Contratti per differenza a 2 vie, alle tariffe *feed-in* e ad altre forme di limitazione alle entrate non correlate alla crisi energetica in corso.

L'applicazione del limite è prevista dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023. Nello stesso mese la Commissione Europea ha valutato non necessario prorogare il Regolamento.

Ha pure evidenziato come il cap infra-marginale sia notevolmente variabile tra gli Stati membri, comportando notevoli complessità attuative per gli operatori. Afferma inoltre che la proroga del cap innalzerebbe l'incertezza degli investitori e il rischio di rallentamento della transizione ecologica.

- A dicembre 2022 è stato pubblicato il **Regolamento (UE) 2022/2577** con cui si istituisce un quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili.

Specificamente per il Repowering di impianti esistenti con aumento della capacità, l'intera procedura autorizzativa comprese le opere di connessione alla rete non supera i 6 mesi compresa la VIA; la tempistica è ridotta a 3 mesi in caso di aumento di capacità non superiore al 15%. La VIA, se richiesta, è limitata alle modifiche o all'estensione rispetto al progetto iniziale.

Per il revamping fotovoltaico che non comporta l'uso di spazio aggiuntivo, il progetto è esentato – sotto condizioni – dallo screening VIA.

Ad inizio gennaio 2024 è stato adottato il nuovo **regolamento 2024/223** con cui vengono **prorogate fino al giugno 2025** le misure di semplificazione e velocizzazione autorizzativa relative al repowering eolico.

ITALIA

- PNIEC – proposta di revisione inviata alla Commissione Europea**

A fine giugno 2023 il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha trasmesso alla Commissione Europea la proposta di aggiornamento del Piano Nazionale integrato Energia e Clima. L'iter di aggiornamento del Piano condurrà alla approvazione definitiva del nuovo testo entro giugno 2024. Sono stati incrementati gli obiettivi di capacità installata al 2030 nel settore eolico e fotovoltaico, rispettivamente di circa 28 GW (di cui 2 GW offshore) e circa 80 GW. Prosegue inoltre il processo di semplificazione dei procedimenti autorizzativi e viene confermato lo strumento delle aste CfD come principale meccanismo di supporto allo sviluppo delle rinnovabili.

- Dlgs 199/2021 di recepimento della Direttiva 2018/2001 (RED II)**

Lo scorso novembre 2021 è stato pubblicato il Decreto legislativo n. 199/2021 per l'attuazione della Direttiva europea 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II).

Tra le principali disposizioni, ancora non attuate, la conferma

delle aste CfD per gli impianti rinnovabili di taglia industriale e l'incarico alle Regioni di individuare le "Aree idonee" per gli impianti rinnovabili, intese come aree ad «elevato potenziale» di installazione. Sono già considerate idonee – e quindi soggette a semplificazione autorizzativa - le aree di impianti soggetti a repowering "non sostanziali" secondo il DL Semplificazioni 2021.

● **Decreto-legge "Sicurezza Energetica / Energia" e successiva legge di conversione**

A dicembre 2023 è stato emesso il decreto-legge noto come "Decreto Sicurezza Energetica" o "Decreto Energia", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale 287 del 9 dicembre 2023 e convertito in legge a febbraio 2024.

Le disposizioni di maggiore interesse riguardano l'innalzamento delle soglie di assoggettamento alla valutazione di impatto ambientale e di *screening* per alcune fattispecie di progetti fotovoltaici, nonché alcune variazioni nei regimi di autorizzazione. Viene inoltre rimosso ogni dubbio interpretativo sulla natura obbligatoria ma non vincolante del parere del Ministero della Cultura per le valutazioni di impatto ambientale (VIA) di progetti rinnovabili su aree già individuate come idonee.

Gli impianti fotovoltaici in aree agricole, anche se non qualificate come idonee, possono d'ora in poi partecipare alle future aste per le energie rinnovabili.

Viene disposto il graduale superamento del prezzo unico nazionale (PUN) – preceduto da apposito decreto ministeriale attuativo - in favore dei prezzi zonali per i clienti finali mantenendo per un periodo transitorio un prezzo di riferimento equivalente al PUN.

E' pure istituito un nuovo meccanismo di incentivazione tramite asta «per profilo», alternativo ai Contratti alle Differenze (CfD) attualmente previsti.

Ai consumatori energivori, dietro l'impegno a realizzare sistemi di autoproduzione da energie rinnovabili, è possibile richiedere al GSE l'anticipazione di una quota parte dell'energia elettrica rinnovabile e relative garanzie di origine che andranno a produrre, mediante la stipula di contratti per differenza a due vie. Il GSE a sua volta si approvvigionerà di tale energia stipulando contratti con i produttori da fonti rinnovabili.

● **Decreto "sostegni-ter" contenente misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico – Decreto "aiuti-bis" - Decreto "aiuti-ter" – Decreto "aiuti-quater" " e relative leggi di conversione.**

A gennaio 2022 è stato pubblicato il Decreto-legge n. 4/2022 "sostegni-ter", poi convertito in legge, che introduce misure per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

A partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 30 giugno 2023 sull'energia elettrica prodotta da alcuni impianti a fonti rinnovabili, è applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia.

Tale meccanismo si applica esclusivamente alle produzioni fotovoltaiche incentivate fino al quarto Conto Energia, nonché a tutte le produzioni non incentivate degli impianti FER (solare, idroelettrico, geotermia ed eolico), purché entrati in esercizio in data antecedente al 1.1.2010. Tali produzioni restano escluse dal campo di applicazione della norma qualora siano oggetto di contratti di vendita dell'energia conclusi prima del 27 gennaio 2022, a prezzo fisso, non dipendente dalle fluttuazioni di mercato e nella misura in cui il prezzo non sia superiore del 10% rispetto ai prezzi di riferimento indicati in una tabella allegata al decreto.

Con il successivo Decreto-legge n. 115/2022 "aiuti-bis", pubblicato nell'agosto 2022 e convertito in legge con Legge 142/2022 a settembre, è stata disposta la proroga al 30 giugno 2023 del citato meccanismo di compensazione. E' pure specificato che nel caso di produttori appartenenti a un gruppo societario che hanno ceduto «infra-gruppo» l'energia elettrica immessa in rete, rilevano esclusivamente i contratti stipulati tra le imprese del gruppo, anche non produttrici, e soggetti esterni al gruppo. In caso di omesso versamento del contributo straordinario, le sanzioni originariamente previste

vengono raddoppiate.

Attraverso l'ulteriore Decreto-legge n. 144/2022 "aiuti-ter", pubblicato a settembre 2022 e convertito in legge a novembre, è stata modificata in particolare la modalità di versamento del meccanismo di compensazione a due vie del DL n.4/2022.

● **Legge di bilancio 2024**

La legge di bilancio 2024 dispone alcune modifiche del trattamento fiscale di alcuni corrispettivi, in particolare l'assoggettamento a tassazione di redditi quali i diritti di superficie e di servitù, inclusi quelli relativi ad impianti di energie rinnovabili.

● **Decreto-legge «Ucraina-bis» o «Taglia prezzi» e relativa legge di conversione - Decreto-legge «Aiuti» e relative leggi di conversione.**

Nel maggio 2022 è stata pubblicata la legge di conversione del Decreto-legge n. 21/2022 (detto "Ucraina-bis" o "Taglia Prezzi") che contiene la disposizione sul **"Contributo straordinario contro il caro bollette"**, modificata poi da un ulteriore Decreto-legge - n. 50/2022 – convertito dalla legge n. 91 del 15 luglio 2022 relativo alle politiche energetiche nazionali e crisi ucraina (detto "Aiuti").

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

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

Attraverso la Legge di Bilancio 2023, è stato confermato che sono esclusi dalla extra-tassazione i saldi derivanti da operazioni di cessione e di acquisto di azioni, obbligazioni o di altri titoli non rappresentativi di merci e quote sociali che intercorrono tra i soggetti destinatari della misura.

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

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

Vengono considerate temporaneamente idonee le aree che (i) non includono beni sottoposti a tutela dal Ministero della Cultura e (ii) non ricadono della "fascia di rispetto" di tali beni. Il Ministero della Cultura partecipa ai lavori della Commissione PNIEC PNRR ma senza diritto di voto.

● **Legge di bilancio 2023 – attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 sul tetto ai ricavi da energia elettrica.**

A fine dicembre 2022 è stata pubblicata la Legge di Bilancio 2023 dello Stato italiano. Nella legge sono incluse le disposizioni con cui l'Italia intende dare attuazione al Regolamento (UE) 2022/1854 relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell'energia.

Dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, è applicato un «tetto» ai ricavi di mercato ottenuti dalla produzione dell'energia elettrica immessa in rete da impianti «infra-marginali» quindi inclusi quelli eolici e fotovoltaici, non rientranti nel perimetro di applicazione dell'art.15 bis del DL "Sostegni ter".

Un meccanismo di compensazione a una via obbliga il produttore a versare al GSE la differenza (calcolata dallo stesso GSE), se negativa, tra 180 €/MWh e la media mensile ponderata sul profilo di produzione di ogni impianto del prezzo zonale orario di mercato. Sono previste deroghe al limite di 180 €/MWh per fonti con costi di generazione superiori. Il tetto sui ricavi si applica a qualsiasi ricavo di mercato dei produttori e degli intermediari che partecipano ai mercati all'ingrosso.

Tale meccanismo non si applica all'energia oggetto di contratti di fornitura conclusi prima del 1° dicembre 2022 se non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia e stipulati a un prezzo medio inferiore al *cap*, all'energia

elettrica oggetto di contratti di ritiro conclusi dal GSE ai sensi della legge sull'*Electricity release*, agli impianti a fonti rinnovabili con contratti di incentivazione attivi regolati con meccanismi a due vie e agli impianti a fonti rinnovabili con contratti che prevedono il ritiro dell'energia a "tariffa omnicomprensiva", nonché all'energia elettrica condivisa nell'ambito delle comunità energetiche e dell'autoconsumo. Le modalità attuative del meccanismo saranno disciplinate dall'ARERA anche in continuità con le modalità operative definite in attuazione delle disposizioni previste dall'articolo 15 bis del DL "Sostegni ter".

È pure previsto il contributo solidaristico a carico dei settori dei combustibili fossili e prodotti petroliferi previsto dal Regolamento 2022/1854. La disposizione italiana estende però l'onere di tale contributo anche ai soggetti che esercitano nel territorio dello Stato l'attività di produzione o rivendita di energia elettrica, nonostante tale settore sia già assoggettato al "tetto" di 180 €/MWh.

Il contributo, non fiscalmente deducibile, è applicato in via temporanea nel 2023 e consiste nel 50% della quota del reddito imponibile relativo al periodo di imposta antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023, eccedente almeno del 10% la media dei redditi complessivi conseguiti nei quattro periodi d'imposta antecedenti a quello in corso al 1° gennaio 2022. L'ammontare complessivo non può eccedere il 25% del valore del patrimonio netto.

• **Ulteriori provvedimenti di semplificazione per gli impianti rinnovabili.**

Nel febbraio 2023 è stato emanato il Decreto-legge 13/2023 detto «Semplificazioni 2023».

Per le energie rinnovabili viene eliminata la necessità di presentare con l'istanza di VIA il riscontro del soprintendente alla verifica preventiva di interesse archeologico.

Viene portata a 3 chilometri la fascia di rispetto dai beni sottoposti a tutela per gli impianti eolici e a 500 metri quella per gli impianti fotovoltaici.

Si dispone inoltre che il parere del Ministero della Cultura risulta vincolante solo per l'autorizzazione dei progetti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela naturalistico-culturale.

Vengono ulteriormente semplificate le procedure per l'installazione di impianti fotovoltaici in alcune tipologie di aree ed introdotti altri snellimenti per il rilascio dell'autorizzazione unica insieme al provvedimento di VIA.

• **Legge di conversione del Decreto-legge "PNRR"**

Nella legge di conversione del Decreto "PNRR" dell'aprile 2023 sono ancora semplificate le procedure per l'autorizzazione di alcuni progetti fotovoltaici e per gli impianti agro-voltaici distanti non più di 3 chilometri dalle aree industriali.

Per tale tipologia di impianti in aree industriali con potenza fino a 20 MW è prevista la mera comunicazione di edilizia libera.

• **Leggi di conversione dei Decreti-legge "Enti e PNRR" e "Asset"**

A luglio 2023 è stata pubblicata la legge di conversione del decreto-legge n. 57/2023; tra le previsioni della legge rileva la disposizione che consente l'adeguamento all'inflazione delle tariffe base d'asta per gli impianti ad energie rinnovabili disciplinati dal DM "FER 1".

I valori a base d'asta sono aggiornati su base mensile in fase di pubblicazione dei singoli bandi, facendo riferimento all'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, per tenere conto dell'inflazione media cumulata tra il 1° agosto 2019 ed il mese di pubblicazione del bando della relativa procedura.

Con la successiva legge di conversione del Decreto-legge n. 104/2023 è stato concesso al GSE di riutilizzare i contingenti non aggiudicati nei precedenti bandi, anche per la categoria degli interventi di «rifacimento».

• **ARERA – Delibera di approvazione del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio**

elettrico.

Tramite la Delibera 247/2023 sono stati approvati i criteri e condizioni di funzionamento del sistema di approvvigionamento di capacità di stoccaggio previsto dal D.lgs. 210/2021.

Sono previste aste periodiche definite da Terna per la realizzazione di sistemi di accumulo di energia, da mettere poi a disposizione degli operatori per lo scambio di prodotti di *time-shifting* tramite una piattaforma definita dal Gestore di Mercati Energetici (GME).

A dicembre 2023 la misura ha ottenuto la verifica positiva di compatibilità con le linee guida sugli aiuti di Stato da parte della Commissione Europea.

• **ARERA – Delibera 345/2023 sul nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico.**

A fine luglio 2023 l'Autorità per l'energia ha varato il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che avrà effetti a partire dal 2025, salvo alcune eccezioni. Il nuovo Testo Integrato costituisce la base regolatoria per un nuovo dispacciamento elettrico adeguato ai codici europei, disegnato in previsione di un sistema elettrico dominato dalle energie rinnovabili.

I prossimi passi necessari alla piena applicazione del TIDE dal 1° gennaio 2025 sono l'attuazione da parte di Terna, del GME e degli altri soggetti coinvolti, di tutti gli adeguamenti ai codici e ai testi correlati.

FRANCIA

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

Nel 2022 la CRE ha previsto la possibilità, sotto condizioni, di partecipazione alle aste di impianti rinnovabili installati su aree agricole incolte da oltre 5 anni o adibite ad allevamento/pastorizia.

• **Leggi di Bilancio 2023 e 2024 – applicazione di un tetto ai ricavi da energia elettrica.**

A fine dicembre 2022 è stata pubblicata sulla Legge di bilancio un «*revenue cap*» per le tecnologie infra-marginali disciplinate dal Regolamento (UE) 2022/1854.

Il tetto ai ricavi viene fissato a 100 €/MWh per la tecnologia eolica e fotovoltaica; la restituzione dei ricavi eccedenti il *revenue cap* viene applicata al 90% rispetto al totale (contributo inframarginale).

La misura si applica retroattivamente dal 1° luglio 2022 al 31 dicembre 2023, con tre diversi periodi di pagamento delle partite economiche (1° luglio 2022 – 30 novembre 2022; 1 Dicembre 2022 – 30 Giugno 2023; 1 Luglio 2023 – 31 Dicembre 2023).

Tutti i ricavi derivanti dalla vendita a mercato dell'energia prodotta da impianti rinnovabili aggiudicatari d'asta prima dell'avvio del previsto Contratto per differenza (CfD) sono esclusi dal computo.

La successiva Legge di Bilancio 2024 ha disposto la proroga a tutto il 2024 del cap inframarginale, ora a 105 €/MWh per l'eolico e il fotovoltaico. Il meccanismo sarà inoltre applicato al 50% dei ricavi eccedenti (contro il precedente 90%).

• **Legge di accelerazione per gli impianti rinnovabili.**

Nel marzo 2023 è stata pubblicata la legge 2023-175 che istituisce un piano di adeguamento delle procedure amministrative per semplificare e accelerare la realizzazione dei progetti, con l'obiettivo per il 2050 di aumentare la capacità di generazione di energia solare di dieci volte a oltre 100 GW, sviluppando allo stesso tempo cinquanta parchi eolici offshore per una capacità finale di 40 GW.

Sono previste disposizioni per le aree a «vocazione rinnovabile» e le «aree di esclusione» la riduzione del contenzioso amministrativo, le installazioni di pannelli fotovoltaici lungo autostrade, strade principali e parcheggi. Viene inoltre indicato il quadro definitorio per la tecnologia agrivoltaica.

• **Revisione del Piano Integrato Energia e Clima**

A fine novembre 2023 il governo francese ha inviato alla Commissione europea la revisione del Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (NECP).

Viene dichiarato l'obiettivo di neutralità carbonica al 2050, con riduzione del 50% dell'emissione di gas-serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Gli obiettivi di energia "decarbonizzata" prevedono il 58 % nel mix energetico al 2030 e il 71 % al 2035. Per il fotovoltaico, l'obiettivo è di installare 54 – 60 GW entro il 2030 e 75 - 100 GW entro il 2035. Per l'eolica onshore, 33 – 35 GW entro il 2030 e 40 – 45 GW entro il 2035.

Il target per l'eolico offshore viene ridotto a 3,6 GW entro il 2030 (precedente: 5,2 – 6,2 GW al 2028) e 18 GW entro il 2035.

Si prevede inoltre un incremento di capacità di flessibilità (*demand-response*, batterie, *vehicle to grid* e altri sistemi) a 25 GW nel 2030 e 35 GW nel 2035.

Per gli impianti ad energia nucleare l'obiettivo è ora l'installazione di 9,9 GW di nuova capacità entro il 2026, mentre uno studio confermerà una seconda fase di almeno 13 GW, da definire entro il 2026.

La chiusura delle rimanenti centrali a carbone è fissata entro il 2027, mentre le centrali a olio combustibile verranno eliminate gradualmente entro il 2030.

GERMANIA

• Riforma EEG 2023

Nel luglio 2022 è stata pubblicata la riforma "EEG2023.

Vengono aumentati i target per le installazioni rinnovabili al 2030, stabilendo una capacità pari a 215 GW per gli impianti solari, 115 GW wind onshore e 30 GW wind offshore. Per il 2023 il contingente eolico onshore è stato quindi incrementato a 12,8 GW e dal 2024 al 2028 di 10 GW, con riallocazione del contingente inutilizzato all'anno successivo.

Un nuovo emendamento ha poi ampliato le competenze della Federal Network Agency (BNetzA), aumentando il possibile incremento della tariffa a base d'asta fino al 25%, anziché al 10% già approvato, in caso di significativi aumenti dei costi medi di produzione dell'energia degli impianti che andranno in funzione.

Il 27 dicembre 2022 il prezzo di riferimento delle aste onshore wind 2023 è stato fissato a 73,5€/MWh (vs. 58,8 €/MWh prezzo di riferimento delle aste 2022) adeguandolo ai massimi valori consentiti e il prezzo di riferimento delle aste fotovoltaiche 2023 è stato fissato a 73,7 €/MWh (vs 59,0 €/MWh). I medesimi prezzi sono stati confermati per il 2024.

• Attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 sul tetto ai ricavi da energia elettrica.

In attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854, anche il Governo tedesco ha adottato un «cap» ai ricavi unitari dalla vendita di elettricità prodotta con tecnologie infra-marginali, incluse quindi le rinnovabili quali l'eolico e il fotovoltaico.

Il cap è applicato alle fonti rinnovabili dal 1° dicembre 2022 al 30 giugno 2023. Non sarà applicato agli impianti con capacità installata inferiore a 1 MW, all'elettricità erogata dallo stoccaggio, all'elettricità consumata *off-grid*.

Per gli impianti incentivati con market premium o aggiudicatari di un'asta, il cap è stabilito in 30 €/MWh (c.d. "margine di sicurezza") oltre la FIP prevista dal contratto.

Per impianti non incentivati, la cui energia elettrica è venduta sul libero mercato elettrico, il cap è pari a 100 €/MWh più il margine di sicurezza di 30€/MWh.

Per gli impianti operanti sul libero mercato che hanno terminato il periodo di incentivazione, il cap è fissato a 100 €/MWh (senza margine di sicurezza).

Per gli impianti eolici e fotovoltaici, il margine di sicurezza di 30 €/MWh è aumentato del 6% del prezzo mensile medio tedesco catturato dalla stessa tecnologia.

I produttori di elettricità dovranno corrispondere il 90% dei profitti eccedenti il cap, calcolati sulla media mensile del prezzo catturato in Germania dalla stessa tecnologia, al gestore della rete.

Il 9 giugno 2023 il Governo Federale si è espresso terminando il meccanismo al 30 giugno 2023.

• Implementazione Regolamento temporaneo sui procedimenti autorizzativi (permitting) del Consiglio Europeo n. 2022/2577

Nel marzo 2023 il Governo federale ha approvato le disposizioni definite dal Regolamento di emergenza UE sul permitting delle rinnovabili (Regolamento UE 2022 2577).

Per le aree già sottoposte ad una valutazione ambientale strategica non è più richiesta la valutazione di impatto ambientale e restano direttamente applicabili le altre disposizioni del regolamento, inclusa la valutazione di impatto ambientale per la sola capacità incrementale per gli interventi di repowering.

• Revisione del Piano Integrato Energia e Clima

Lo scorso novembre 2023 il governo tedesco ha inviato alla Commissione europea la revisione del Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (NECP).

In termini di emissioni gas-serra, l'obiettivo dichiarato è di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2045, mentre entro il 2030 la Germania si prefigge una riduzione rispetto al 1990 di almeno il 65 %.

Per quanto riguarda gli obiettivi sulle energie rinnovabili, al 2030 è previsto di raggiungere sia il 40% del consumo lordo complessivo che almeno l'80 % del consumo lordo di energia elettrica.

Sono pure definiti obiettivi puntuali per le tecnologie di riferimento:

- eolico *onshore*: 115 GW entro il 2030 e 160 GW dal 2040 (10 GW/anno);
- fotovoltaico 215 GW entro il 2030 e 400 GW entro il 2040 (22 GW/anno);
- eolico offshore: almeno 30 GW entro il 2030, almeno 40 GW entro il 2035 e almeno 70 GW al 2045.

Sull'accumulo energetico, il paese punta a rafforzare la produzione industriale di sistemi di stoccaggio di energia mobili e stazionari, investendo 1,5 miliardi di euro dei fondi IPCEI. Circa il superamento della generazione elettrica a carbone, è prevista la chiusura dell'ultima centrale entro il 2038, con eliminazione dell'uso della lignite da Renania Settentrionale-Vestfalia entro il 2030.

UK

• GB: provvedimenti per la mitigazione dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del gas.

Nell'ottobre 2022 l'Autorità inglese per l'energia ha introdotto un cap pari a 40€/MWh sui costi di bilanciamento del sistema (, applicato sino al 31 marzo 2023.

A decorrere dal 1° aprile 2023 la tariffa relativa al bilanciamento della rete sarà sostenuta al 100% dalla domanda e pertanto tale onere non si applicherà più ai produttori.

• Limitazione ai ricavi da vendita di energia elettrica (Electricity Generator Levy)

A fine dicembre 2022 sono state pubblicate alcune indicazioni sul calcolo dell'Energy Generator Levy (EGL), mirato a limitare i ricavi da vendita di energia elettrica per i produttori da tecnologie "infra-marginali" quali l'eolica e la fotovoltaica.

La misura è applicata dal 1° gennaio 2023 al 31 marzo 2028, rivolta a gruppi industriali o singole società che generano più di 50 GWh/anno di elettricità. Le tecnologie coinvolte sono le fonti nucleari, rinnovabili (comprese le biomasse) ed i rifiuti. È però esclusa l'energia elettrica venduta attraverso contratti alle differenze aggiudicati ad asta (CfD) ed i meccanismi di incentivazione quali ROC e REGO. Dal computo sono esclusi gli sbilanciamenti, i proventi dal mercato dei servizi ancillari e da Capacity Market.

La limitazione è applicata nella forma di imposta aggiuntiva del 45% sui profitti eccedenti un limite calcolato secondo una formula che tiene conto dei ricavi da generazione e produzione di energia elettrica, di un Prezzo di riferimento, di una gamma di costi ammissibili e di una franchigia.

Il Prezzo di riferimento è pari a £ 75/MWh dal 2023 fino ad aprile 2024, poi annualmente indicizzato all'inflazione su base

fino al 31 marzo 2028, mentre la franchigia è di £ 10 milioni/anno a livello di gruppo societario.

Il Prezzo di riferimento è indicizzato ogni anno all'Indice dei prezzi al consumo dell'anno precedente. Per il periodo a partire dal 1° aprile 2024 fino al 31 marzo 2025 risulta quindi di 77,94 sterline/MWh. La misura è stata inclusa nella Legge di Bilancio 2024. Nel provvedimento è pure contenuta l'esenzione dall'EGL per i nuovi progetti per i quali la decisione finale di investimento è stata presa a partire dal 22 novembre 2023.

• **Energy Act 2023**

Ad ottobre 2023 è stato approvato l'*Energy Act 2023*, nuova disciplina per un'ampia gamma di temi energetici per accompagnare il regno unito nel proprio percorso Net Zero. Viene lanciato il progetto *Great British Nuclear*, con la creazione di una società pubblica per promuovere l'ambizione del governo di raggiungere una capacità di 24 GW installata in Gran Bretagna entro il 2050. Si è pure varato l'*Offshore wind environmental package* che prevede azioni per l'accelerazione del rilascio dell'autorizzazione di progetti eolici off-shore.

Viene inoltre istituito il *Future System Operator*, un operatore integrato per gestire reti elettriche e gas nel periodo di transizione energetica.

• **Connections action plan**

Lo scorso novembre 2023, è stato emanato per accelerare le connessioni alla rete di trasmissione degli impianti di generazione elettrica in Gran Bretagna.

Il piano si propone di risolvere l'attuale livello di congestione delle richieste di connessione alla rete, pari a ca. 500 GW.

SVEZIA

• **Legge di bilancio 2023: meccanismi di contenimento del costo dell'elettricità conseguenti al Regolamento CE 2022/1854.**

Nel febbraio 2023 il governo svedese ha adottato un limite di 1957 SEK/MWh (equivalenti a ca. 180 EUR/MWh) per i ricavi dall'energia elettrica di tutte le tecnologie di generazione inframarginali. Il periodo di applicazione per i produttori di energia decorre dal 1° marzo al 30 giugno 2023. La restituzione si applica sul 90% delle entrate eccedenti il *cap*, considerando un periodo di calcolo orario; la cadenza dei pagamenti è su base mensile.

SPAGNA

• **Revisione PNEC 2023-2030**

A fine giugno 2023 il Ministero della transizione ecologica ha pubblicato e posto in consultazione la bozza di Piano Nazionale Energia e Clima (Plan Nacional de Energía y Clima 2023-2030).

Sono previsti aumenti significativi degli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di decarbonizzazione fino al 2030.

In particolare, il target di capacità rinnovabile complessiva passa a 160 GW: 62 GW di eolico (da 50 GW del precedente PNEC) e 76 GW di solare fotovoltaico. La capacità di stoccaggio viene elevata a 22 GW (da 2,5 GW), mentre viene ridotta la vita utile per gli impianti nucleari. La capacità di generazione a gas resta stabile a 26GW e la chiusura degli impianti di generazione a carbone è prevista per il 2025.

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

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

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

tutto il 2023, con un valore del *cap* crescente fino a 65 €/MWh a dicembre 2023.

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

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

Dalla seconda metà del 2021 il Governo spagnolo ha adottato una serie di misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia dovuti alla crisi russo ucraina.

Tra i principali dispositivi sui mercati dell'energia elettrica e del gas si rilevano la sospensione dell'imposta sulla generazione del 7% estesa al 31 dicembre 2023, poi reintrodotta dal 2024 secondo un meccanismo di gradualità. Viene prorogato a fine dicembre 2023 il provvedimento sugli extra profitti adottato nel 2021, applicato agli impianti non emettitori di CO2 e non incentivati di taglia superiore a 10 MW; la misura si applica anche ai nuovi contratti bilaterali e a quelli esistenti rinegoziati in caso di superamento della soglia di 67 €/MWh.

A fine 2022 è stato ampliato l'ambito di applicazione del Bonus Sociale istituito con la legge 24/2013. La misura prevede un obbligo per specifici soggetti a finanziare il cosiddetto Bono Social riconosciuto ai clienti vulnerabili.

Precedentemente rivolto alle imprese di vendita al dettaglio, è applicato a tutti i player del settore elettrico, compresa la generazione. L'importo da finanziare per il 2023 è pari a 1,465428 €/MWh

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

Con apposito Regio Decreto, nel dicembre 2023 è stata disposta la reintroduzione, dal 2024, dell'imposta sulla generazione di energia elettrica del 7% secondo un meccanismo graduale per il 2024.

POLONIA

• **Legge per il contenimento dei prezzi dell'elettricità.**

Nel novembre 2022 il Governo polacco ha adottato la Legge n. 2697 per il contenimento dei prezzi dell'elettricità. La legge introduce un «*cap*» temporaneo ai ricavi dei produttori di energia elettrica, applicato a tutti i produttori di energia inframarginali – incluse quindi le tecnologie eolica e fotovoltaica - con una capacità installata superiore a 1 MW, dal 1° dicembre 2022 al 31 dicembre 2023.

Il *cap* per impianti che accedono al meccanismo delle aste è fissato pari al prezzo aggiudicato nell'asta (indicizzato all'inflazione). Per impianti che non accedono all'asta il *cap* è pari al prezzo di riferimento nel sistema d'asta in vigore alla data di calcolo.

• **«Distance act»**

Nel marzo 2023 è stata pubblicata la legge sul "distance act" per la disciplina degli investimenti nel settore eolico.

Fatte salve le aree adiacenti a parchi naturali e riserve, la distanza minima tra un impianto eolico onshore e le aree residenziali stabilita dalla legge è di 700 m, mentre rispetto al più vicino edificio residenziale o misto si riduce a 500 m, previa consultazione pubblica territoriale.

Nel caso in cui la distanza autorizzata sia inferiore a 700 metri, i residenti hanno diritto ad acquistare l'energia prodotta senza il pagamento degli oneri generali di sistema, rimanendo questi ultimi a carico del gestore del parco eolico.

• **Estensione aste FER al 2027**

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

A luglio 2022 il Consiglio dei ministri polacco ha presentato uno

schema di regolamento relativo alla quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili da assegnare tramite aste negli anni 2022-2027. Per gli impianti onshore di capacità superiore a 1MW la stima del Governo è di 3.000 MW complessivi per l'eolico e 4500 MW per il fotovoltaico.

ROMANIA

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

Nel corso del 2022 il governo ha emanato una serie di ordinanze di emergenza, poi convertite in legge relative a misure contro l'escalation dei prezzi del gas e dell'elettricità. E' ad oggi prevista l'estensione fino al 31 marzo 2025 dell'imposta all'100% applicata sul *net profit* oltre i 450 lei/MWh (già introdotta dall'1.11.2021 con un'aliquota dell'80% aumentata poi al 100% dall'1.09.2022) per tutti gli impianti ad esclusione dei cogenerativi.

È poi stato introdotto un obbligo per i produttori di energia di vendere almeno il 40% dell'elettricità su mercati forward diversi da DAM (*day-ahead market*), ID (*intra-day*) e mercato del bilanciamento. Le uniche esenzioni riguardano gli impianti entrati in esercizio dopo il mese di giugno 2020.

Con ulteriore disposizione emessa a novembre 2022, il Governo ha introdotto ulteriori misure per contrastare i prezzi elevati dell'energia.

Viene disposta l'abrogazione del precedente obbligo di vendita diretta dell'energia elettrica fino al 31.12.2022 per i fornitori di energia elettrica con un portafoglio di clienti finali. Si introduce inoltre un nuovo meccanismo di acquisto centralizzato di energia elettrica per il periodo 1.01.2023 – 31.03.2025. I produttori di elettricità con capacità superiore a 10 MW saranno obbligati a vendere tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso di 450 lei/MWh.

Gli impianti rinnovabili sono esentati dalla norma.

- **Aste per aggiudicazione di CfD per le energie rinnovabili.**

Nell'agosto 2023 il Ministero dell'Energia ha formalizzato l'adozione su base competitiva di Contratti per Differenza (CfD) a due vie per supportare lo sviluppo delle energie rinnovabili nel settore elettrico.

I contratti a due vie aggiudicati saranno a prezzo fisso per un periodo fino a 15 anni, rivolti a nuovi progetti onshore con capacità installata superiore a 5 MW. Lo schema non si applica al potenziamento/rifacimento degli impianti esistenti.

Sono previsti due round di aste (la prima nel 2024 e la seconda nel 2025), ciascuno con gare separate per tecnologia onshore (eolica / PV) e con una capacità totale di 5.000 MW. Per la prima asta, il commissioning dell'impianto deve avvenire entro 36 mesi dalla data di sottoscrizione del CfD.

BULGARIA

- **Emendamento alla Legge di Bilancio 2023 - Attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 sul tetto ai ricavi da energia elettrica**

Nel dicembre 2022 è stato pubblicato l'emendamento alla *Budget Extension Law* in attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 per l'introduzione di «cap» ai ricavi da vendita di elettricità tramite tecnologie «infra-marginali», incluse quindi l'eolica e la fotovoltaica. Tale limite è stato poi esteso a tutto il 2024.

Per i produttori da fonti rinnovabili con «contratto a premio» vigente all'ottobre 2022, ove il premio sia pari a 0 BGN/MWh, il contributo da versare è definito come la differenza tra il prezzo di mercato dell'elettricità catturato e un «*revenue cap*» calcolato applicando un prezzo di riferimento che verrà determinato dall'Autorità per l'energia.

Per i produttori con premio nullo, qual è ERG, il contributo è calcolato come il 90% della differenza tra il prezzo di mercato dell'elettricità catturato dall'impianto e il «*revenue cap*» pari alla tariffa del contratto a premio.

Risultati per Paese

(milioni di Euro)

		Anno		
Ricavi adjusted		2023	2022	Δ
Italia		374	365	9
Estero		367	348	19
	Francia	124	98	26
	Germania	89	94	(5)
	UK & Nordics	54	34	20
	Spagna	27	22	5
	Est Europa	73	100	(27)
Corporate		35	34	1
Ricavi infrasettori		(35)	(33)	(2)
Totale ricavi adjusted		741	714	27
Margine operativo lordo adjusted				
Italia		294	288	7
Estero		248	239	9
	Francia	78	55	23
	Germania	65	70	(5)
	UK & Nordics	37	24	13
	Spagna	20	18	2
	Est Europa	48	72	(24)
Corporate		(22)	(25)	3
Margine operativo lordo adjusted		520	502	19
Ammortamenti e svalutazioni adjusted				
Italia		(119)	(127)	9
Estero		(94)	(98)	4
	Francia	(39)	(46)	7
	Germania	(19)	(28)	8
	UK & Nordics	(13)	(4)	(8)
	Spagna	(5)	(4)	(1)
	Est Europa	(18)	(15)	(2)
Corporate		(3)	(3)	0
Ammortamenti e svalutazioni adjusted		(215)	(229)	13
Risultato operativo netto adjusted				
Italia		176	160	16
Estero		154	141	13
	Francia	40	9	31
	Germania	46	42	3
	UK & Nordics	24	19	4
	Spagna	15	14	1
	Est Europa	30	57	(26)
Corporate		(25)	(28)	3
Risultato operativo netto adjusted		305	273	32
Investimenti ⁽¹⁾				
Italia		219	653	(433)
Estero		265	290	(25)
	Francia	25	11	15
	Germania	3	1	1
	UK & Nordics	45	159	(114)
	Spagna	190	100	90
	Est Europa	2	20	(18)
Corporate		4	3	1
Totale investimenti		489	946	(457)

⁽¹⁾ Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.

ITALIA

Il Gruppo ERG opera in Italia attraverso le proprie società titolari di parchi eolici e solari. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati di ciascun parco eolico sono influenzati dalle caratteristiche anemologiche 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.

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.321 MW nell'eolico e 175 MW nel solare, in incremento rispetto all'anno precedente di 56 MW riconducibili al Repowering del parco eolico Partinico-Monreale (42 MW di cui 26 MW di incremento) alla fine del secondo trimestre 2023 e del parco eolico di Camporeale (50 MW di cui 30 MW di incremento) alla fine del terzo trimestre 2023.

Risultati Operativi	2023	2022	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.496	1.440	56
<i>Eolico</i>	<i>1.321</i>	<i>1.265</i>	<i>56</i>
<i>Solare</i>	<i>175</i>	<i>175</i>	<i>0</i>
Produzioni (GWh)	2.784	2.312	472
<i>Eolico</i>	<i>2.528</i>	<i>2.062</i>	<i>466</i>
<i>Solare</i>	<i>256</i>	<i>250</i>	<i>7</i>
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	<i>24%</i>	<i>20%</i>	<i>4%</i>
<i>Solare</i>	<i>17%</i>	<i>18%</i>	<i>-1%</i>
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	131	154	(23)
<i>Eolico</i>	<i>109</i>	<i>134</i>	<i>(25)</i>
<i>Solare</i>	<i>342</i>	<i>317</i>	<i>25</i>

potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **2023** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 2.784 GWh, di cui 2.528 GWh da fonte eolica e 256 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (2.312 GWh di cui 2.062 GWh da fonte eolica e 250 GWh da fonte solare), grazie all'effetto perimetro (+231 GWh di eolico e +21 GWh di solare) e ad un contesto di maggiore ventosità.

Risultati economici	2023	2022	Δ
<i>(milioni di euro)</i>			
Ricavi adjusted	374	365	9
<i>Eolico</i>	<i>285</i>	<i>284</i>	<i>1</i>
<i>Solare</i>	<i>89</i>	<i>80</i>	<i>9</i>
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	294	288	7
<i>Eolico</i>	<i>216</i>	<i>218</i>	<i>(2)</i>
<i>Solare</i>	<i>79</i>	<i>70</i>	<i>9</i>
Ammortamenti e svalutazioni	(119)	(127)	9
<i>Eolico</i>	<i>(72)</i>	<i>(82)</i>	<i>10</i>
<i>Solare</i>	<i>(46)</i>	<i>(45)</i>	<i>(1)</i>
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	176	160	16
<i>Eolico</i>	<i>143</i>	<i>136</i>	<i>8</i>
<i>Solare</i>	<i>32</i>	<i>25</i>	<i>8</i>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	219	653	(433)
<i>Eolico</i>	<i>201</i>	<i>522</i>	<i>(321)</i>
<i>Solare</i>	<i>18</i>	<i>131</i>	<i>(112)</i>
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	79%	79%	0%
<i>Eolico</i>	<i>76%</i>	<i>77%</i>	<i>-1%</i>
<i>Solare</i>	<i>89%</i>	<i>87%</i>	<i>2%</i>

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

I **ricavi** registrati nel **2023** (374 milioni) risultano in incremento rispetto al 2022 (365 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel terzo trimestre 2022 e degli impianti di repowering entrati in esercizio nel 2023 oltre che dalla maggiore ventosità riscontrata negli ultimi mesi dell'anno, parzialmente compensato dai minori prezzi di mercato catturati e dal valore unitario dell'incentivo GRIN che nel 2023 risulta nullo rispetto ai 43 €/MWh del 2022.

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) pari a zero nel 2023 e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 109 Euro/MWh (134 Euro/MWh nel 2022) per effetto dei minori prezzi catturati che si confrontano con un 2022 caratterizzato da prezzi di mercato fortemente superiori. Il ricavo netto unitario del solare in Italia si attesta ad un valore di 342 €/MWh nel 2023 (317 €/MWh nel 2022) per effetto delle coperture applicate in linea con la Risk Policy del Gruppo.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Italia del **2023** è pari a 294 milioni, in incremento rispetto al 2022 (288 milioni), coerentemente con quanto commentato nei ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al 2022 principalmente a seguito dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici (13 milioni) per effetto dei programmi di Lifetime Extension sia dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (13 milioni) anche in conseguenza dei progetti di Repowering e Revamping, che hanno determinato la svalutazione del relativo residuo valore contabile negli esercizi precedenti, parzialmente compensato del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (15 milioni).

Investimenti

Gli investimenti in Italia del **2023 (219 milioni)** si riferiscono principalmente alle attività di *Repowering* sugli impianti eolici di Camporeale (50 MW) e Partinico-Monreale (42 MW) entrati in esercizio nel corso del 2023; all'avvio delle attività di Repowering degli impianti eolici di Mineo-Militello e Vizzini (101 MW) e Salemi-Castelvetrano (76 MW), alla prosecuzione delle attività di costruzione dell'impianto *greenfield* di Roccapalumba (47 MW), oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare proseguono le significative attività di *Revamping* degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

MASE - Decreto su Garanzie di Origine

Il 14 Luglio 2023 il MASE ha pubblicato il DM 224 sulle Garanzie di Origine (GO), in attuazione del Dlgs 199/2021 di recepimento della RED II. Il DM aggiorna le modalità di emissione, trasferimento, riconoscimento ed annullamento delle GO di energia rinnovabile dai vettori energetici:

- Gas rinnovabili (incluso biometano);
- Idrogeno rinnovabile;
- Energia termica e/o frigorifera

Restano invariate le procedure già in essere per le GO derivanti da produzione di energia elettrica rinnovabile.

Il DM si pone in particolare l'obiettivo di favorire la trasparenza negli scambi di GO, evitando fenomeni di duplicazione e/o possibili casistiche di greenwashing, promuovendo misure (quali ad esempio un servizio di certificazione dei consumi di energia rinnovabili per i consumatori, e la possibilità di emissione delle GO, in caso di PPA e su indicazione del produttore, direttamente all'acquirente) che aumentino la consapevolezza degli utenti finale nelle scelte di approvvigionamento di energia elettrica.

GSE - nuovo regolamento «controlli»

Nello scorso dicembre 2023 il GSE ha pubblicato il nuovo Regolamento per i controlli sugli impianti incentivati, in attuazione della specifica disposizione del DLgs n. 28/2011, con cui vengono disciplinate le sanzioni comminabili agli operatori FER.

Le violazioni definite "rilevanti" portano alla decadenza degli incentivi, mentre quelle "di minor gravità" comportano una decurtazione percentuale (10 - 50%) degli stessi. La decurtazione è dimezzata se l'operatore, prima della verifica/controllo, segnala spontaneamente le violazioni.

Eolico

ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi

A gennaio 2023 ARERA ha pubblicato la delibera 27/2023 di aggiornamento del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica, pari a 298,05 €/MWh, per il calcolo dell'incentivo sostitutivo dei certificati verdi. Tale prezzo porta a zero il valore della tariffa incentivante FIP per il 2023. Nello scorso gennaio 2024 ARERA ha pubblicato la delibera 14/2024 di aggiornamento per l'anno successivo; il valore risulta pari a 125,96 €/MWh. Il valore dell'incentivo per il 2024 risultante dalla formula prevista è di 42,15 €/MWh.

• **Aste eolico onshore – fotovoltaico (Gruppo A): nona sessione d'asta ai sensi del DM FER 2019**

A maggio 2022 il GSE ha aperto il nono bando delle aste FER ai sensi del DM 4 luglio 2019, con un contingente riservato alle aste del Gruppo A di circa 1.905 MW non assegnati nei precedenti bandi, e un prezzo base d'asta di 66,5 €/MWh.

All'asta hanno partecipato 2 progetti di repowering nella titolarità di ERG: quello di Castelvetrano-Salemi (TP) e quello di Greci-Montaguto (AV).

Il progetto di Castelvetrano-Salemi si è aggiudicato l'asta, mentre il progetto di Greci-Montaguto, insieme ad alcuni progetti fotovoltaici di altri operatori, è stato ritirato prima della pubblicazione dei risultati a causa del progressivo disallineamento tra le tariffe aggiudicate, il crescente costo degli impianti e le alternative commerciali (in primis i PPA – *Power Purchase Agreement*).

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

A marzo 2022 il Consiglio dei ministri del governo italiano ha esercitato il potere sostitutivo previsto dalla legge, deliberando l'approvazione ai fini della Valutazione di impatto ambientale (VIA) di progetti di impianti rinnovabili per complessivi 418 MW.

Tra i progetti coinvolti è presente il repowering del parco eolico ERG "Nulvi - Ploaghe" (Sassari) da 121,5 MW.

Il Decreto di approvazione VIA del repowering ERG è stato successivamente pubblicato a maggio 2022, per poi venire impugnato a fine giugno dalla Regione Sardegna presso il TAR Sardegna, il quale alla fine di novembre 2022 ha accolto le istanze della Regione annullando di fatto il Decreto VIA. Al momento il giudizio è incardinato presso il Consiglio di Stato e l'udienza è stata fissata il giorno 13 luglio 2023.

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 (1.426 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), Polonia (142 MW), UK & Nordics (311 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 344 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia, e 266 MW in Spagna, incrementata a fine 2023 con l'entrata in operatività dei parchi fotovoltaici di Fregenal de la Sierra e Garnacha.

Francia

Risultati Operativi	2023	2022	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	600	600	0
<i>Eolico</i>	<i>522</i>	<i>522</i>	<i>0</i>
<i>Solare</i>	<i>79</i>	<i>79</i>	<i>0</i>
Produzioni (GWh)	1.315	1.076	239
<i>Eolico</i>	<i>1.219</i>	<i>982</i>	<i>237</i>
<i>Solare</i>	<i>96</i>	<i>94</i>	<i>1</i>
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	<i>27%</i>	<i>22%</i>	<i>4%</i>
<i>Solare</i>	<i>14%</i>	<i>14%</i>	<i>0%</i>
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	93	91	2
<i>Eolico</i>	<i>93</i>	<i>91</i>	<i>2</i>
<i>Solare</i>	<i>96</i>	<i>96</i>	<i>(0)</i>

(1) potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **2023** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 1.315 GWh, di cui 1.219 GWh da fonte eolica e 96 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (+239 GWh) principalmente per effetto dell'elevata ventosità registrata, oltre all'effetto perimetro (+23 GWh) derivante dal pieno contributo del parco eolico di 20 MW sviluppato internamente nel corso del 2022.

Risultati economici	2023	2022	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi <i>adjusted</i>	124	98	26
<i>Eolico</i>	<i>115</i>	<i>89</i>	<i>25</i>
<i>Solare</i>	<i>9</i>	<i>9</i>	<i>0</i>
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	78	55	23
<i>Eolico</i>	<i>73</i>	<i>50</i>	<i>23</i>
<i>Solare</i>	<i>5</i>	<i>5</i>	<i>0</i>
Ammortamenti e svalutazioni	(39)	(46)	7
<i>Eolico</i>	<i>(34)</i>	<i>(42)</i>	<i>7</i>
<i>Solare</i>	<i>(4)</i>	<i>(4)</i>	<i>(0)</i>
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	40	9	31
<i>Eolico</i>	<i>39</i>	<i>8</i>	<i>30</i>
<i>Solare</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>0</i>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	25	11	15
<i>Eolico</i>	<i>25</i>	<i>11</i>	<i>15</i>
<i>Solare</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	63%	56%	7%
<i>Eolico</i>	<i>64%</i>	<i>56%</i>	<i>7%</i>
<i>Solare</i>	<i>59%</i>	<i>55%</i>	<i>4%</i>

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

I **ricavi** registrati nel **2023** (124 milioni) risultano in sensibile aumento rispetto all'analogo periodo 2022 (98 milioni) principalmente per effetto delle maggiori produzioni riscontrate nell'eolico.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 93 €/MWh risultano in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2022 (91 €/MWh) principalmente per effetto dell'adeguamento all'inflazione delle tariffe fisse di vendita, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 €/MWh, sostanzialmente in linea con quelli registrati nel 2022.

Il **marginale operativo lordo *adjusted*** in Francia nel **2023** è pari a 78 milioni, in aumento rispetto al 2022 (55 milioni), per le medesime motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo (39 milioni) risultano in diminuzione rispetto all'analogo periodo 2022 (46 milioni) per effetto dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici a seguito dei programmi di Lifetime Extension.

Investimenti

Gli investimenti **del 2023 in Francia (25 milioni)** si riferiscono alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (59 MW) di cui è prevista l'entrata in esercizio tra la fine del 2024 e i primi mesi del 2025.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Eolico

Decreto garanzie di origine

A novembre 2023 è stato pubblicato un nuovo decreto di attuazione della disciplina sulle garanzie di origine (GO) per l'energia elettrica conseguente al recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 RED II.

Vengono in particolare specificate le norme per le GO derivanti da energia elettrica in autoconsumo, modificate le condizioni per la vendita all'asta delle GO degli impianti beneficiari di sistemi di incentivazione / supporto ed introdotte alcune variazioni nella vendita all'asta delle GO da impianti che beneficino di sistemi di sostegno (che restano nella disponibilità dello stato).

È ora prevista la possibilità di emissione di GO anche per impianti di produzione di energia elettrica da qualsiasi fonte di energia primaria (incluso nucleare, gas e carbone) o mediante cogenerazione.

Cahiers des charges su « CRE 4» e «PPE 2»

Ad agosto 2022 l'Autorità per l'energia (CRE) ha pubblicato emendamenti per le aste rinnovabili aggiudicate, finalizzati a permettere agli operatori aggiudicatari delle aste che si sono svolte entro il 31.12.2021 e con entrata in esercizio compresa fra l'1.09.2022 e il 31.12.2024 di assorbire parte dell'aumento dei costi degli impianti, estendendo il periodo di vendita dell'energia elettrica a mercato prima dell'avvio del Contratto a due vie aggiudicato ad asta. L'entità di tale estensione varia in relazione alla data attesa di entrata in esercizio commerciale degli impianti (COD).

Per la stessa categoria di impianti è pure consentito di incrementare la potenza fino al 140%, purché compatibile con l'autorizzazione ambientale dell'impianto medesimo.

Cahiers des charges per eolico onshore

A novembre 2022 la CRE ha pubblicato i nuovi *Cahier des Charges* per le aste eolico onshore applicabili a partire dall'asta di dicembre 2022. Una nuova indicizzazione verrà applicata per aggiornare la tariffa aggiudicata prima dell'inizio della messa in servizio dell'impianto: la tariffa aggiudicata sarà adeguata per considerare l'evoluzione dei parametri di costo delle materie prime, inflazione, tassi di interesse tra il mese della data dell'asta e 12 mesi prima della messa in servizio. Inoltre il prezzo di base (cap) non verrà più reso pubblico. Sono anche state apportate lievi modifiche alle formule di indicizzazione annua delle tariffe aggiudicate.

Nuovo cahier des charges per eolico onshore

I nuovi *Cahier des Charges* per le aste a partire dal 4 dicembre sono stati pubblicati a novembre 2023.

Da tale data è possibile offrire all'asta solo una porzione dell'impianto; viene inoltre disposta l'escussione parziale o totale della Garanzia Finanziaria anche in caso rinuncia da parte di progetti risultati vincitori dell'asta.

Viene sanzionato il mancato rispetto dei requisiti di ammissibilità all'asta in modo commisurato alla gravità della violazione. Sono inoltre escluse dall'asta le offerte con un prezzo di offerta superiore al tetto massimo ovvero con una valutazione del *carbon footprint* complessivo del progetto eccedente il limite previsto.

“Depiafonnement” FIP 2016, FIP 2017 e CfD

La legge 1157-2022 del 16 Agosto 2022, di “modifica della finanziaria 2022” introduce una variazione allo schema contrattuale “complement de remuneration” di tipo FIP 2016, FIP 2017 e CfD aggiudicati fino all'asta di Dicembre 2019. In particolare, viene rimosso con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2022 il limite economico ai fini della restituzione del contributo tariffario, nei casi in cui il prezzo di mercato sia maggiore della tariffa. Tale limite (cosiddetto “piafonnement”, previsto per tutte le tecnologie di impianti, era pari alla somma dei contributi percepiti dall'avvio del contratto (nelle ore in cui il prezzo di mercato era inferiore alla tariffa).

Con la legge di bilancio 2024 è stato chiarito che tale rimozione avviene con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2022 e di conseguenza tutti gli schemi di supporto assoggettati vengono trasformati in CfD a 2 vie.

Eolico – nuove disposizioni per FIP 2017

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

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

Tali condizioni devono essere soddisfatte per tutta la durata della convenzione.

A fine dicembre un nuovo decreto modificativo ha introdotto la possibilità, per gli impianti che hanno presentato richiesta per FIP 2017 entro il 1° luglio 2022 e previsti in esercizio tra il 1° settembre 2022 ed il 31 dicembre 2024, di estendere la scadenza per il completamento dell'impianto e di vendere l'energia elettrica a mercato prima dell'avvio del Contratto. Inoltre a partire dal 1 gennaio 2023 ai nuovi progetti che faranno richiesta FIP-2017 sarà applicato un nuovo coefficiente di adeguamento della tariffa per tenere conto degli aumenti ei costi e delle risorse finanziarie tra la data di richiesta FIP 2017 ei 12 mesi prima del completamento dell'impianto.

Per effetto di un ulteriore emendamento emesso nell'aprile 2023, agli impianti beneficiari della FIP 2017 costituiti al massimo da 6 aerogeneratori collegati prima del 1 ottobre 2022 è temporaneamente consentito di aumentare potenza dell'impianto, fino al 31 dicembre 2023.

La potenza unitaria delle turbine può superare i 3 MW, fino a un aumento totale di 1 MW per l'intero impianto; la tariffa FIP 2017 è quindi applicata alla potenza complessiva risultante. Non è però consentito sostituire le turbine già installate.

Pubblicazione esito asta eolico onshore maggio 2023

All'inizio di luglio 2023 il Ministero della Transizione Ecologica ha pubblicato i risultati dell'asta tenutasi nel maggio 2023 per l'eolico onshore.

L'asta è stata sovra-partecipata, con 1.800 MW partecipanti (120 progetti) su 925 MW disponibili; sono risultati aggiudicatari 73 progetti, per un totale di 1.156 MW, in applicazione della flessibilità consentita dalla normativa vigente.

La media ponderata del prezzo aggiudicato è stata di 85,29 €/MWh, mentre il prezzo a base d'asta non è stato divulgato.

ERG ha partecipato e vinto con i due progetti Parc Eolien De Saint Maurice La Clouere / Limousin (8,8 MW) e Parc Eolien De Porspoder / Bretagne (9 MW), con una tariffa pari a 88 €/MWh (indicizzata per 20 anni).

Cahiers des charges per Solar

A novembre 2022 la CRE ha pubblicato il nuovo *Cahier des Charges* per gli impianti fotovoltaici a terra di potenza compresa tra 500 kW e 30 MW, applicabile a partire dall'asta di dicembre 2022. Il prezzo di base (cap) non verrà più reso pubblico. La tariffa aggiudicata sarà adeguata prima dell'inizio della messa in servizio dell'impianto per considerare l'evoluzione dei parametri di costo delle materie prime, inflazione, tassi di interesse tra il mese della data dell'asta e 12 mesi prima della messa in servizio. Sono anche state apportate lievi modifiche alle formule di indicizzazione annua delle tariffe aggiudicate.

Germania – Eolico

Risultati Operativi	2023	2022	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	327	327	-
Produzioni (GWh)	629	556	73
Load Factor % ⁽²⁾	22%	19%	3%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	140	168	(28)

⁽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 **2023** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 629 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (556 GWh) per effetto della maggiore ventosità registrata nel periodo.

Risultati economici	2023	2022	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	89	94	(5)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	65	70	(5)
Ammortamenti e svalutazioni	(19)	(28)	8
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	46	42	3
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	3	1	1
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	73%	74%	-2%

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

I **ricavi** registrati nel **2023** (89 milioni) risultano in lieve contrazione principalmente per effetto dei minori prezzi catturati, parzialmente compensati dalla maggiore ventosità registrata nel periodo.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 140 €/MWh risultano in contrazione rispetto al 2022 (168 €/MWh), in seguito all'effetto di minori prezzi di mercato registrati, mitigati dall'applicazione del meccanismo incentivante a una via che opera come un floor e dalle politiche di copertura adottate.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Germania del **2023** è pari a 65 milioni, in lieve diminuzione rispetto al 2022 (70 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto al 2022 (8 milioni) per effetto dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici a seguito dei programmi di Lifetime Extension.

UK & Nordics – Eolico

Risultati Operativi	2023	2022	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	311	219	92
Produzioni (GWh)	455	226	229
Load Factor % ⁽²⁾	18%	33%	-15%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	111	150	(39)

(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 **2023** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 455 GWh, in forte incremento rispetto a quanto prodotto nel 2022 (226 GWh), e si riferisce al contributo derivante dagli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 (241 MW). Si segnala, per una migliore comprensione dell'andamento del Load Factor, che tutti i suddetti nuovi parchi durante i primi mesi del 2023 erano in fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni, in un periodo peraltro caratterizzato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche.

Risultati economici	2023	2022	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	54	34	20
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	37	24	13
Ammortamenti e svalutazioni	(13)	(4)	(8)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	24	19	4
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	45	159	(114)
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	67%	70%	-2%

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

I **ricavi** registrati nel **2023** risultano pari a 54 milioni (34 milioni nel 2022), in forte aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 per effetto del contributo derivante dai nuovi asset, in parte compensato dall'effetto prezzi di vendita nel 2023 tramite contratti PPA a prezzi fissati mentre si ricorda che il primo semestre 2022 aveva beneficiato dei prezzi di mercato fortemente superiori a quelli attuali. Si segnala che i parchi in Scozia partecipano al mercato dei servizi di bilanciamento in cui viene remunerata la disponibilità a ridurre le produzioni degli impianti.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del **2023** si attesta a 37 milioni, in sensibile aumento rispetto al 2022 (24 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del 2023 risultano in aumento per il contributo dei sopracitati parchi eolici in Scozia.

Investimenti

Gli investimenti in UK & Nordics **del 2023 (45 milioni)** si riferiscono al completamento degli asset entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 e alle attività di costruzione di un nuovo parco in Nord Irlanda.

Spagna- Solare

Risultati Operativi	2023	2022	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	92	174
Produzioni (GWh)	213	171	42
Load Factor % ⁽²⁾	21%	21%	0%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	123	126	(3)

(1) potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **2023** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 213 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (171 GWh) per effetto del contributo derivante dai nuovi parchi fotovoltaici entrati in esercizio nel corso del secondo semestre 2023 (+174 MW) e del miglior irraggiamento riscontrato nell'esercizio.

Risultati economici	2023	2022	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	27	22	5
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	20	18	2
Ammortamenti e svalutazioni	(5)	(4)	(1)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	15	14	1
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	190	100	90
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	74%	84%	-10%

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

I **ricavi** registrati nel **2023** risultano pari a 27 milioni, in aumento rispetto al 2022 (22 milioni) per il contributo dell'effetto perimetro derivante dall'entrata in esercizio dei nuovi parchi e delle maggiori produzioni parzialmente compensati dai minori prezzi di mercato registrati, mitigati dalle politiche di copertura effettuate.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **2023** si attesta a 20 milioni, in aumento rispetto al 2022 (18 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti del **2023 in Spagna (190 milioni)** si riferiscono principalmente alle acquisizioni avvenute a giugno 2023, relative a impianti fotovoltaici entrati in operatività nel corso del secondo semestre 2023.

East Europe – Eolico

Risultati Operativi	2023	2022	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
Produzioni (GWh)	742	615	128
Load Factor % ⁽²⁾	32%	31%	1%
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	91	139	(48)

(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 **2023** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 742 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (615 GWh) per effetto del contributo dei parchi eolici entrati in esercizio in Polonia nel corso del 2022 (61 MW) e della maggior ventosità registrata.

Risultati economici	2023	2022	Δ
(milioni di euro)			
Ricavi adjusted	73	100	(27)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	48	72	(24)
Ammortamenti e svalutazioni	(18)	(15)	(2)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	30	57	(26)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	20	(18)
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	66%	72%	-6%

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

I ricavi registrati nel 2023 risultano in sensibile diminuzione rispetto all'analogo periodo 2022, principalmente per effetto della riduzione dei prezzi dell'energia, solo in parte compensati dalle maggiori produzioni e dall'effetto perimetro derivante dal pieno contributo dei parchi entrati in esercizio in Polonia nel corso del 2022 (61 MW).

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 91 €/MWh, in forte riduzione rispetto al 2022 (139 €/MWh al netto delle misure di clawback), per effetto dei minori prezzi di mercato.

Si ricorda che le misure (*windfall tax*) introdotte dal Governo rumeno per contrastare gli elevati prezzi dell'energia prevedono l'obbligo per gli impianti del Gruppo a vendere tramite PPA a 450 lei/MWh (circa 90 €/MWh).

Il margine operativo lordo *adjusted* in East Europe del 2023 è pari a 48 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al 2022 (72 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del 2023 risultano in lieve aumento per il contributo dei nuovi impianti eolici entrati in operatività in Polonia nei primi mesi del 2023 (61 MW).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Polonia

- **Estensione aste FER al 2027**

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

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

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

- **Definizione prezzi a base d'asta 2023**

A novembre 2023 sono stati aggiornati i nuovi prezzi a base d'asta per le aste delle energie rinnovabili per il 2023, incrementandoli del +10% rispetto ai valori del 2022.

Romania

- **Asta PNRR**

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

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

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

Bulgaria

- **Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2022 – 30 giugno 2023**

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

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

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

Prospetti contabili e altre informazioni

Conto economico

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

Si ricorda che, come indicato nel paragrafo “*Basis for preparation*”, i dati 2023 e 2022 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5, con riferimento al processo di cessione del business termoelettrico¹, riclassificando pertanto alla riga “Risultato netto attività cedute” per il 2023 il risultato della controllata ERG Power S.r.l.. Si ricorda che il dato *reported* 2022 includeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (pari a 324 milioni), mentre il dato reported 2023 include la minusvalenza netta rilevata in sede di cessione dell'impianto CCGT (43 milioni).

I valori comparativi 2022 sono stati rideterminati e sono rappresentati al netto degli oneri “net clawbacks e windfall taxes”.

Si precisa infine che le neoacquisite società spagnole, titolari di impianti fotovoltaici, sono state consolidate patrimonialmente a partire dal 30 giugno 2023, riflettendo i conseguenti impatti economici nel corso del secondo semestre, a seguito dell'avvio dell'operatività dei parchi.

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

(milioni di Euro)

Conto Economico		Reported			Adjusted		
		2023	Anno 2022	Δ	2023	Anno 2022	Δ
Ricavi	1	741	714	27	741	714	27
Altri proventi	2	26	13	14	26	12	14
Ricavi Totali		767	727	41	767	726	41
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(14)	(15)	1	(14)	(15)	1
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(171)	(157)	(14)	(180)	(160)	(20)
Costi del lavoro		(53)	(55)	2	(53)	(49)	(3)
Margine Operativo Lordo		529	499	30	520	502	19
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(225)	(279)	54	(215)	(229)	13
Risultato operativo netto		304	221	83	305	273	32
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(19)	(37)	17	(6)	(25)	19
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		5	2	3	(0)	0	(0)
Risultato prima delle imposte		290	187	104	299	248	50
Imposte sul reddito	7	(74)	(98)	24	(71)	(115)	45
Risultato netto attività continue		216	89	127	228	133	95
Risultato di azionisti terzi		(2)	(4)	2	(2)	(4)	2
Risultato netto attività continue di Gruppo		214	85	129	226	129	97
Risultato netto attività cedute	8	(36)	294	(330)	(7)	16	(23)
Risultato netto di Gruppo		179	379	(200)	219	145	75

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

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

¹ La cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, è stata perfezionata in data 17 ottobre.

I **ricavi reported del 2023** sono stati pari a 741 milioni, in aumento rispetto al 2022 (714 milioni), grazie al contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022 e nel 2023, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in esercizio a partire dal secondo semestre 2022 e alla migliore ventosità riscontrata nel periodo in tutte le geografie, in parte compensato dai prezzi di mercato in forte riduzione in tutte le countries. Si ricorda che i ricavi includono gli effetti correlati agli **Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measure and windfall tax)**, che hanno comportato restituzioni nel 2023 pari a circa 12 milioni (35 milioni nel 2022).

2 – Altri proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese. La voce include indennizzi contrattuali ricevuti da fornitori per 4 milioni oltreché il parziale rilascio di fondi rischi (10 milioni), essendo venuti meno i presupposti per l'iscrizione e indennizzi assicurativi per circa 5 milioni. Nel periodo comparativo, la voce includeva il parziale rilascio del fondo rischi di natura fiscale in materia di imposte locali (6 milioni) in considerazione di vari pronunciamenti favorevoli in alcuni contenziosi giudiziari.

3 – Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

La voce include i costi per acquisti di materie prime e ricambi.

4 – Costi per servizi ed altri costi operativi

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

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

I valori adjusted nel 2023 non includono:

- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 4 milioni;
- gli accantonamenti al Fondo Business dismessi pari a 1 milione.

Gli oneri per canoni di locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 14 milioni sono classificati nella presente voce del conto economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16" consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

5 – Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici. Il sensibile decremento del periodo è riconducibile all'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri per 27 milioni nel 2023 per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" e al termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (13 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*, che ne avevano determinato la svalutazione negli esercizi precedenti, in parte compensati dal pieno contributo dei nuovi asset (27 milioni nel 2023).

Si precisa che i valori adjusted non includono:

- gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16 pari a 7 milioni nel 2023, come già commentato alla voce 4.

6 – Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del 2023 sono stati pari a 19 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al 2022 (37 milioni), a seguito della miglior remunerazione della liquidità di Gruppo derivante dall'andamento crescente dei tassi di interesse.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2023 si è attestato all'1,3% rispetto all'1,5% del 2022 grazie ad ulteriore liability management sul debito project. Il rendimento della liquidità risulta maggiore rispetto a quello del 2022 grazie al significativo miglioramento dei tassi di interesse nel periodo di riferimento (da 0,2% del 2022 al 2,9% del 2023). La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

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

- oneri finanziari (5 milioni) relativi al rimborso di alcuni Project Financing avvenuti nell'esercizio in capo alla società ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., EW Orneta 2 sp. Z o.o. e Garnacha Solar S.L.U, società titolare di un impianto fotovoltaico acquisita nel corso del 2023;
- oneri finanziari (1 milione), legato all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (7 milioni), come già commentato alla voce 4.

7 – Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 74 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai 98 milioni del 2022, che includevano l'impatto derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a 37 milioni (c.d. Contributo Extraprofitti) ed il contributo straordinario 2023 pari a 19 milioni, solo in parte compensato da un effetto di un imponibile superiore per i risultati del periodo.

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 71 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai 115 milioni del 2022. Come già commentato, le imposte del 2022 includevano l'impatto derivante dall'art 37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a 37 milioni (c.d. Contributo Extraprofitti) e il contributo straordinario 2023 pari a 19 milioni.

Il tax rate *adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 24% (46% nel 2022).

8 – Risultato netto attività cedute

Il **Risultato netto delle attività cedute reported** comprende il risultato della società ERG Power S.r.l., ceduta in data 17 ottobre 2023, e riflette la minusvalenza netta (43 milioni) rilevata nell'operazione di cessione dell'impianto CCGT. Il risultato del 2022 comprendeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 pari a circa 324 milioni e il risultato del business termoelettrico.

Il **Risultato netto delle attività cedute adjusted** comprende il risultato della società ERG Power S.r.l.², ceduta in data 17 ottobre 2023, pari a -7 milioni nel 2023. Tale importo include gli ammortamenti del periodo pari a 14 milioni (*net tax*) e non include l'impatto complessivo degli effetti legati alla cessione dell'asset (complessivamente pari a 43 milioni), considerati special items.

Situazione Patrimoniale

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

Di seguito sono indicati sia i valori reported che i valori adjusted. I valori adjusted al 31 dicembre 2023 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 172 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 164 milioni.

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

Stato Patrimoniale riclassificato	Reported		Adjusted	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
<i>(milioni di Euro)</i>				
Capitale immobilizzato	4.023	3.695	3.857	3.540
Capitale circolante operativo netto	56	97	56	97
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	(4)	(4)	(4)
Altre attività	241	379	243	381
Altre passività	(560)	(657)	(560)	(657)
Capitale investito netto attività continue	3.757	3.510	3.592	3.357
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	-	235	-	235
Capitale investito netto	3.757	3.745	3.592	3.592
Patrimonio netto di Gruppo	2.133	2.045	2.141	2.050
Patrimonio netto di terzi	7	9	7	9
Indebitamento finanziario netto Attività Continue	1.617	1.592	1.445	1.434
Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	-	98	-	98
Mezzi propri e debiti finanziari	3.757	3.745	3.592	3.592

² La cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, è stata perfezionata in data 17 ottobre.

1 – Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2022	1.380	2.274	40	3.695
Investimenti	5	300	-	305
Variazioni area di consolidamento	86	123	16	226
Disinvestimenti e altre variazioni	0	7	(6)	1
Ammortamenti	(68)	(148)	-	(215)
Variazione IFRS 16	-	12	-	12
Capitale immobilizzato reported al 31/12/2023	1.403	2.569	51	4.023
Rettifica impatto IFRS 16	-	(166)	-	(166)
Capitale immobilizzato adjusted al 31/12/2023	1.403	2.403	51	3.857

La riga **Investimenti** si riferisce alle attività di costruzione in Italia per 47 MW *Greenfield* e di *Repowering* sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW, Polonia per 61 MW e Svezia per 62 MW. Si segnala anche l'avvio delle attività di costruzione di due parchi *Greenfield* in Francia per 59 MW e uno in Nord Irlanda per 47 MW.

La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto delle recenti acquisizioni in Spagna di due impianti fotovoltaici entrati in operatività nel corso del secondo semestre 2023.

La riga "Disinvestimenti e altre variazioni" comprende le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi di *main component* e riclassifiche.

2 – Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per vendita di energia elettrica, e 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, da crediti verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso.

4 – Altre passività

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

5 – Patrimonio Netto di terzi

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

6 – Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento *adjusted* non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 172 milioni (157 milioni al 31 dicembre 2022), il cui incremento è riconducibile alla variazione dell'area di consolidamento a seguito delle acquisizioni di parchi fotovoltaici in Spagna finalizzate nel corso del 2023.

Riepilogo indebitamento del Gruppo	Reported		Adjusted	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
(milioni di Euro)				
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.165	1.874	1.999	1.723
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(548)	(282)	(554)	(289)
Totale indebitamento attività continue	1.617	1.592	1.445	1.434
Totale indebitamento Discontinued Operations	0	98	0	98
Totale indebitamento	1.617	1.690	1.445	1.533

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

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2023	31/12/2022
<i>(milioni di Euro)</i>		
Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	329	-
Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.606	1.595
Totale	1.935	1.595
Totale Project Financing	98	212
Quota corrente Project Financing	(17)	(55)
Project Financing a medio-lungo termine	81	156
Crediti finanziari a medio-lungo termine	(17)	(28)
Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	166	151
Totale indebitamento finanziario medio-lungo termine	2.165	1.874
Rettifica impatto IFRS 16	(166)	(151)
Totale indebitamento finanziario adjusted	1.999	1.723

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 31 dicembre 2023 sono pari a 329 milioni e si riferiscono a tre *Sustainable bilateral linked loans* rispettivamente pari a 130 milioni nominali, 100 milioni nominali e 100 milioni nominali sottoscritti nel corso del primo semestre 2023.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1 milione).

I **Debiti finanziari a medio-lungo termine**, pari a 1.606 milioni, si riferiscono principalmente alla passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari, rispettivamente di importo nominale pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso), 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso) e 500 milioni (della durata di 10 anni a tasso fisso) ed emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN).

Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (7 milioni).

I debiti per **Project Financing** pari a 98 milioni al 31 dicembre 2023 sono relativi a:

- finanziamenti per 80 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di un impianto fotovoltaico in Centro Italia;
- finanziamenti per 18 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;

A fine 2023, sono stati rimborsati i finanziamenti bancari in capo alla società spagnola Garnacha Solar S.L.U acquisita nel mese di giugno 2023 e titolare di un impianto fotovoltaico entrato in operatività nel mese di ottobre 2023 per un importo totale pari a 84 milioni.

I **Crediti finanziari a medio-lungo termine** pari a 17 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.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine (milioni di Euro)	31/12/2023	31/12/2022
Finanziamenti bancari a breve termine	132	296
Altri debiti finanziari a breve termine	37	38
Passività finanziarie a breve termine	169	334
Disponibilità liquide ⁽¹⁾	(459)	(424)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(272)	(187)
Attività finanziarie a breve termine	(731)	(611)
Project Financing a breve termine	17	55
Disponibilità liquide	(9)	(68)
Project Financing	8	(12)
Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	6	6
Totale indebitamento finanziario breve termine	(548)	(282)
Totale indebitamento finanziario breve termine Discontinued Operations	0	98
Rettifica impatto IFRS 16	(6)	(6)
Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(554)	(191)

(1) Il dato del 2022 include l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 5 relativamente alle disponibilità liquide del business termoelettrico

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono le posizioni a breve termine riferite a linee di finanziamento a breve termine.

Gli **Altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente:

- le passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (20 milioni) relativamente alle neoacquisite società spagnole;
- i ratei per interessi passivi su Bond e *Corporate Loans* (14 milioni) e le passività correnti derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse (2 milioni);

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per 235 milioni, la quota a breve termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 31 milioni e i depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" circa 1 milione.

Flussi finanziari

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

(milioni di Euro)	Anno	
	2023	2022
Margine operativo lordo adjusted	520	502
Variazione capitale circolante	(19)	47
Cash Flow operativo	501	548
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(305)	(307)
Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(184)	(638)
Incasso cessione business dismessi	5	1.265
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	6	(6)
Disinvestimenti e altre variazioni	(1)	(13)
Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(478)	301
Proventi (oneri) finanziari	(6)	(25)
Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(5)	(3)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	0
Incasso distribuzione riserve ERG Power ⁽¹⁾	88	75
Cash Flow da gestione finanziaria	77	47
Cash Flow da gestione fiscale	(26)	(92)
Distribuzione dividendi	(154)	(139)
Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(61)	-
Altri movimenti di patrimonio netto	131	26
Cash Flow da Patrimonio Netto	(85)	(113)
Variazione area di consolidamento	74	(69)
Cash Flow Termo	24	(104)
Indebitamento finanziario netto iniziale "Attività continue"	1.533	2.051
<i>Variazione netta</i>	<i>(88)</i>	<i>(519)</i>
Indebitamento adjusted totale	1.445	1.533
<i>(+ Posizione finanziaria netta business Termo)</i>	<i>-</i>	<i>(98)</i>
Indebitamento adjusted "Attività continue"	1.445	1.434

(1) Si ricorda che in data 17 ottobre 2023 è stato perfezionato il closing per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto termoelettrico di Priolo Gargallo.

Il **Cash flow operativo** del 2023 è positivo per 501 milioni, in lieve diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2022 (548 milioni) principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante, oltreché per la regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura. Il cash flow operativo include altresì il pagamento di *clawback measures* e *windfall taxes* per circa 23 milioni in Francia ed Est Europa.

Il **Cash flow da investimenti** del 2023 riflette l'impatto delle recenti acquisizioni di due società fotovoltaiche in Spagna (184 milioni), nonché gli investimenti del periodo (305 milioni) finalizzati agli sviluppi di progetti *Repowering*, *Revamping* e *Greenfield* in Italia, e alla finalizzazione dei parchi eolici in Regno Unito, Francia e Svezia.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito delle attività di Liability Management, correlati ai rimborsi anticipati di project financing avvenuti nel corso del 2023.

Il **Cash flow da gestione fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette avvenute nell'esercizio.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati, alla riserva di traduzione cambi, oltreché ai dividendi distribuiti agli azionisti (154 milioni) e all'impatto del programma di acquisto azioni proprie avviato nel quarto trimestre 2023 (61 milioni) e concluso nel mese di febbraio 2024.

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) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo *adjusted* e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori *adjusted* delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".
- Il **Risultato netto attività continue** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante

operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;

- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (*Guidelines on Prospectus disclosures*) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
- L'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto *adjusted* (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto *adjusted*.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere

IFRS 16

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

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

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nell'esercizio 2023:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 14 milioni;
- l'incremento (circa 172 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 164 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (7 milioni) e maggiori oneri finanziari (7 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

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

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	Anno	
		2023	2022
Margine operativo lordo Attività continue		529	499
Esclusione Special Items:			
- Riclassifica IFRS 16	1	(14)	(12)
Italia			
- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	4	14
- Storno accantonamento Fondo Business Dismissi	3	1	1
Margine operativo lordo adjusted		520	502
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(importi in milioni)		Anno	
		2023	2022
Ammortamenti e svalutazioni		(225)	(279)
Esclusione Special Items:			
- Riclassifica IFRS 16	1	7	7
- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	4	2	43
- Storno oneri correlati a Business dismissi	5	-	0
Ammortamenti adjusted		(215)	(229)
RISULTATO NETTO DI GRUPPO			
(importi in milioni)		Anno	
		2023	2022
Risultato netto attività continue di Gruppo		214	85
Esclusione Special Items:			
Riclassifica IFRS 16	1	1	0
Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	3	11
Esclusione proventi correlati a Business dismissi	3	(4)	(2)
Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	4	2	31
Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	4	2
Esclusione Tax Asset UK e imposta sostitutiva Solar Italy	6	6	(1)
Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	7	1	3
Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		226	129

Note

1. Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed altre acquisizioni avvenute nel 2023 relative alle neoacquisite società fotovoltaiche in Spagna, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
3. Proventi correlati a poste straordinarie sui Business dismissi dal Gruppo. Nel 2023 l'importo si riferisce agli aggiustamenti del prezzo relativo alla cessione del nucleo idroelettrico di Terni (2 milioni) e del business downstream integrato (3 milioni).
4. Oneri correlati a progetti di *Repowering* e *Revamping* in Italia già oggetto di svalutazione nel periodo precedente. Il dato del 2022 si riferisce alla svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di *Repowering* e di un parco fotovoltaico a seguito dell'autorizzazione di un progetto di *Revamping*.
5. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
6. Storno tax asset su società di diritto inglese e storno beneficio dell'imposta sostitutiva in ERG Solar Holding S.r.l.
7. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico *adjusted* gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

Conto Economico 2023

(milioni di Euro)

Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	741	-	-	741
Altri proventi	26	-	-	26
Ricavi totali	767	-	-	767
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(14)	-	-	(14)
Costi per servizi e altri costi operativi	(171)	(14)	-	(180)
Costi del lavoro	(53)	-	-	(53)
Margine operativo lordo	529	(14)	-	520
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(225)	7	-	(215)
Risultato operativo	304	(6)	-	305
Proventi (oneri) finanziari netti	(19)	7	1	(6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	5	-	-	(5)
Risultato prima delle imposte	290	1	1	299
Imposte sul reddito	(74)	-	(0)	(71)
Risultato netto attività continue	216	1	1	228
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	(2)
Risultato netto attività continue di Gruppo	214	1	1	226
Risultato netto attività cedute	(36)	-	-	(7)
Risultato netto di Gruppo	179	1	1	219

Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2023

(milioni di Euro)

	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.403	-	1.403
Immobilizzazioni materiali	2.569	(166)	2.403
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	51	-	51
Capitale immobilizzato	4.023	(166)	3.857
Rimanenze	20	-	20
Crediti commerciali	158	-	158
Debiti commerciali	(122)	-	(122)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
Capitale circolante operativo netto	56	-	56
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	241	1	243
Altre passività	(560)	-	(560)
Capitale investito netto	3.757	(164)	3.592
Patrimonio netto Gruppo	2.133	8	2.141
Patrimonio netto di terzi	7	-	7
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.617	(172)	1.445
Mezzi propri e debiti finanziari	3.757	(164)	3.592

Come commentato nelle premesse, al fine di dare una rappresentazione efficace, i valori comparativi 2022 sono stati rideterminati e sono pertanto rappresentati al netto delle misure di "clawback e windfall taxes".

(milioni di Euro)

	Conto economico adjusted 2022	Contributo extraprofiti	Contributo Solidarietà 2023	Windfall Taxes / Price cap	Conto economico adjusted 2022
Ricavi	749	-	-	(35)	714
Altri proventi	12	-	-	-	12
Ricavi totali	761	-	-	(35)	726
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(15)	-	-	-	(15)
Costi per servizi e altri costi operativi	(160)	-	-	-	(160)
Costi del lavoro	(49)	-	-	-	(49)
Margine operativo lordo	537	-	-	(35)	502
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(229)	-	-	-	(229)
Risultato operativo	308	-	-	(35)	273
Proventi (oneri) finanziari netti	(25)	-	-	-	(25)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0	-	-	-	0
Risultato prima delle imposte	284	-	-	(35)	248
Imposte sul reddito	(67)	(37)	(19)	7	(115)
Risultato netto attività continue	216	(37)	(19)	(28)	133
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	20	(4)	-	-	16
Risultato netto di periodo	236	(41)	(19)	(28)	149
Risultato di azionisti terzi	(4)	-	-	-	(4)
Risultato netto di competenza del Gruppo	232	(41)	(19)	(28)	145

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Data		Settore	Fatto di rilievo
17 gennaio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma tra le "Global 100" di Corporate Knights. ERG si è posizionata al 28° posto nel ranking 2024, in sensibile miglioramento rispetto alla 54° posizione del 2023
24 gennaio 2024	Italia	Corporate	TIM ed ERG: al via il progetto "Missione Ambiente – Generazioni a scuola di Sostenibilità", con l'obiettivo di contribuire alla diffusione della cultura della sostenibilità.
29 gennaio 2024	Francia	Wind Solar	Perfezionata l'acquisizione di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. Il portafoglio di acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici in <i>operation</i> (20,4 MW), da uno in avanzato stato di realizzazione (28,8 MW) e di un parco eolico in fase di <i>commissioning</i> (24 MW).
1° febbraio 2024	Italia	Wind	ERG e Google firmano accordo ventennale per la fornitura di 2 TWh di energia rinnovabile
6 febbraio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma per il secondo anno nella "A list" di Carbon Disclosure Project.
19 febbraio 2024	Italia	Corporate	Conclusione programma di acquisto azioni proprie.
23 febbraio 2024	Italia	Wind	ERG cresce ancora in Italia con il completamento della costruzione e l'avvio dell'energizzazione del parco greenfield di Roccapalumba in Sicilia (47 MW).
29 febbraio 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A ha approvato la policy per la Parità di Genere, rafforzando il suo impegno per la Diversity e Inclusion.
1° marzo 2024	Italia	Solar	Presentato a Key Energy 2024 "Social Purpose for Solar Revamping", il progetto ideato da ERG per garantire seconda vita ai pannelli fotovoltaici provenienti da attività di revamping dei propri impianti solari

Evoluzione prevedibile della gestione anno 2024

Il contesto in cui opera il Gruppo è caratterizzato da estrema volatilità ed incertezza. Lo scenario prezzi delle commodity e dei prezzi dell'elettricità risulta in calo nei primi mesi del 2024 rispetto a quanto già registrato nel 2023. A queste si aggiungono le istanze di revisione nel medio termine del mercato elettrico a livello europeo, con più ampi spazi per la contrattualizzazione di lungo termine dell'energia.

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 2024 rispetto al 2023. Si segnala che a partire dal 2024 l'impatto sull'EBITDA dell'applicazione dell'IFRS 16 non verrà più isolato come special item.

Italia

Il **margine operativo lordo del Wind è previsto in aumento** grazie all'incentivo GRIN, che nel 2024 si attesta a 42 €/MWh rispetto ad un valore nullo nel 2023, al pieno contributo derivante dei due parchi Repowering entrati in esercizio nel corso del 2023 per complessivi 56 MW di nuova capacità aggiuntiva (92 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti), di un parco costruito internamente ed entrato in esercizio nei primi mesi del 2024 (47 MW) e di due ulteriori parchi Repowering previsti in esercizio negli ultimi mesi dell'anno per complessivi 101 MW (177 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti). Tali risultati sono in parte compensati dai minori prezzi di mercato attesi e dai minori volumi previsti rispetto all'elevata ventosità registrata nel 2023.

Il **margine operativo lordo del Solare è previsto in aumento** rispetto al 2023 prevalentemente per effetto dei maggiori prezzi catturati derivanti dalle coperture a termine effettuate nel corso del 2023 e dei maggiori volumi derivanti dalle attività di revamping e repowering degli impianti.

Si stima per il 2024 un Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia in aumento rispetto al 2023.

Estero

Il **margine operativo lordo Wind è previsto in riduzione** rispetto al 2023 principalmente per effetto dei minori prezzi di vendita rispetto a quelli catturati nel corso del 2023. Tale minor risultato è in parte compensato dal contributo, a partire dal secondo semestre, derivante dall'acquisizione in USA (224 MW) e da quella effettuata in Francia a gennaio 2024 (24 MW), oltre all'entrata in esercizio negli ultimi mesi dell'anno di due parchi di nuova costruzione in Francia (41 MW).

Il **margine operativo lordo Solare è previsto in aumento** rispetto al 2023 principalmente per effetto del contributo, a partire dal secondo semestre, derivante dal parco acquisito in USA (92 MW), dai due parchi acquisiti in Spagna ed entrati progressivamente in esercizio nel secondo semestre 2023 (25 MW e 149 MW), e dal contributo derivante dalla recente acquisizione in Francia (49 MW).

Il Margine Operativo Lordo Wind & Solar all'estero è pertanto atteso in riduzione rispetto al 2023.

Guidance 2024

Per l'esercizio 2024, a livello di Gruppo, si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 520 e 580 milioni, in aumento rispetto al risultato 2023 (534 milioni, comprensivo dell'applicazione dell'IFRS 16).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 550 e 600 milioni (489 milioni nel 2023) ed includono le recenti acquisizioni in USA e Francia, la costruzione dei parchi previsti in esercizio tra il 2024 e il 2025 e il completamento dei parchi entrati in esercizio nel corso del 2023.

L'indebitamento finanziario netto *adjusted*¹ a fine 2024 è atteso nel range tra 1.750 e 1.850 milioni (1.445 milioni a fine 2023), inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione.

¹ Non include il debito IFRS16 stimato pari a 210 milioni.