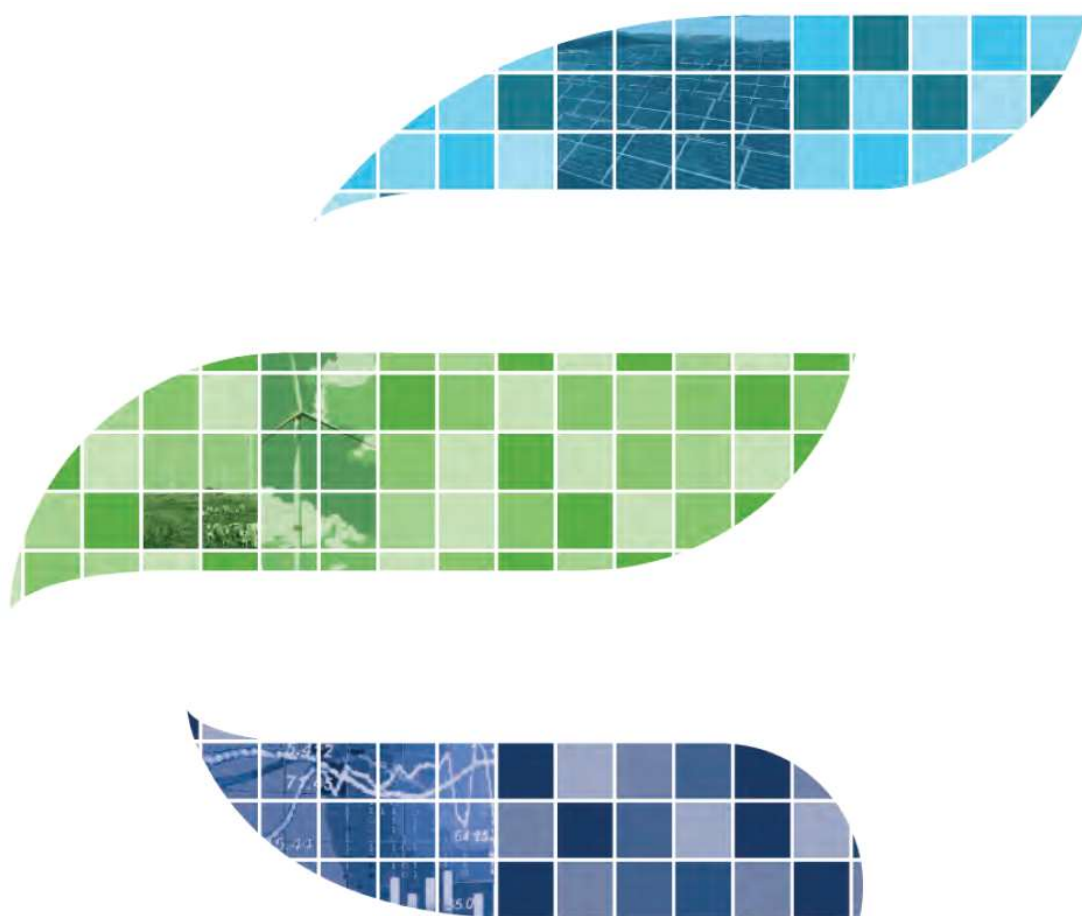




RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

al 30 GIUGNO 2024

Indice

Il Gruppo ERG

Profilo del Gruppo	3
Organi societari	4
Aree geografiche di attività al 30 giugno 2024	5
Area di consolidamento al 30 giugno 2024	6
Modello organizzativo	7
Variazione perimetro di business	8
Strategia	9
ERG in Borsa	12
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	13

Risultati del periodo

Highlights	14
Commento ai risultati del semestre	15
Mercato di riferimento	19
Scenario normativo	20
Risultati per Paese	25
<i>Italia</i>	26
<i>Estero</i>	29

Prospetti contabili, Indicatori Alternativi di Performance (IAP) e Altre Informazioni

Prospetti contabili	36
---------------------	----

Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo il semestre	46
Evoluzione prevedibile della gestione	47

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato

49

Profilo del Gruppo

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

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

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

A partire dal 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di *Asset Rotation*¹ volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar", che si è concretizzato a fine 2023 con la cessione del business termoelettrico, perseguendo l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica interamente da fonti rinnovabili.

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

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

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

Il Gruppo ERG, con un parco di generazione di 3.754 MW di capacità installata rinnovabile (3.093 MW eolico, 661 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.594 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 1.419 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 175 MW di potenza installata.

Estero

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 2.160 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.450 MW operativi), in particolare in Francia (546 MW), Germania (327 MW), UK (249 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

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

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

ERG entra nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti

In data 24 aprile 2024 il Gruppo ha perfezionato il closing 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 sono stati conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi in esercizio, 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.

¹ Si ricorda che in data 3 gennaio 2022 ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici, mentre in data 17 ottobre 2023 è stata perfezionata la cessione del business termoelettrico.

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE²

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE

Edoardo Garrone (esecutivo)

VICE PRESIDENTE

Alessandro Garrone (esecutivo)³

Giovanni Mondini (non esecutivo)

AMMINISTRATORE DELEGATO

Paolo Luigi Merli

CONSIGLIERI

Luca Bettonte (non esecutivo)

Elisabetta Caldera (indipendente⁴)

Marina Natale (indipendente⁴)

Federica Lolli (indipendente⁴)

Elisabetta Oliveri (indipendente⁴)

Daniela Toscani (indipendente⁴)

Barbara Poggiali (non esecutivo)

Renato Pizzolla (non esecutivo)

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

² Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2024.

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

⁴ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A. tenendo altresì conto dei criteri «quantitativi» e «qualitativi» definiti nel Regolamento per l'operatività del Consiglio di Amministrazione, del Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità e del Comitato Nomine e Compensi.

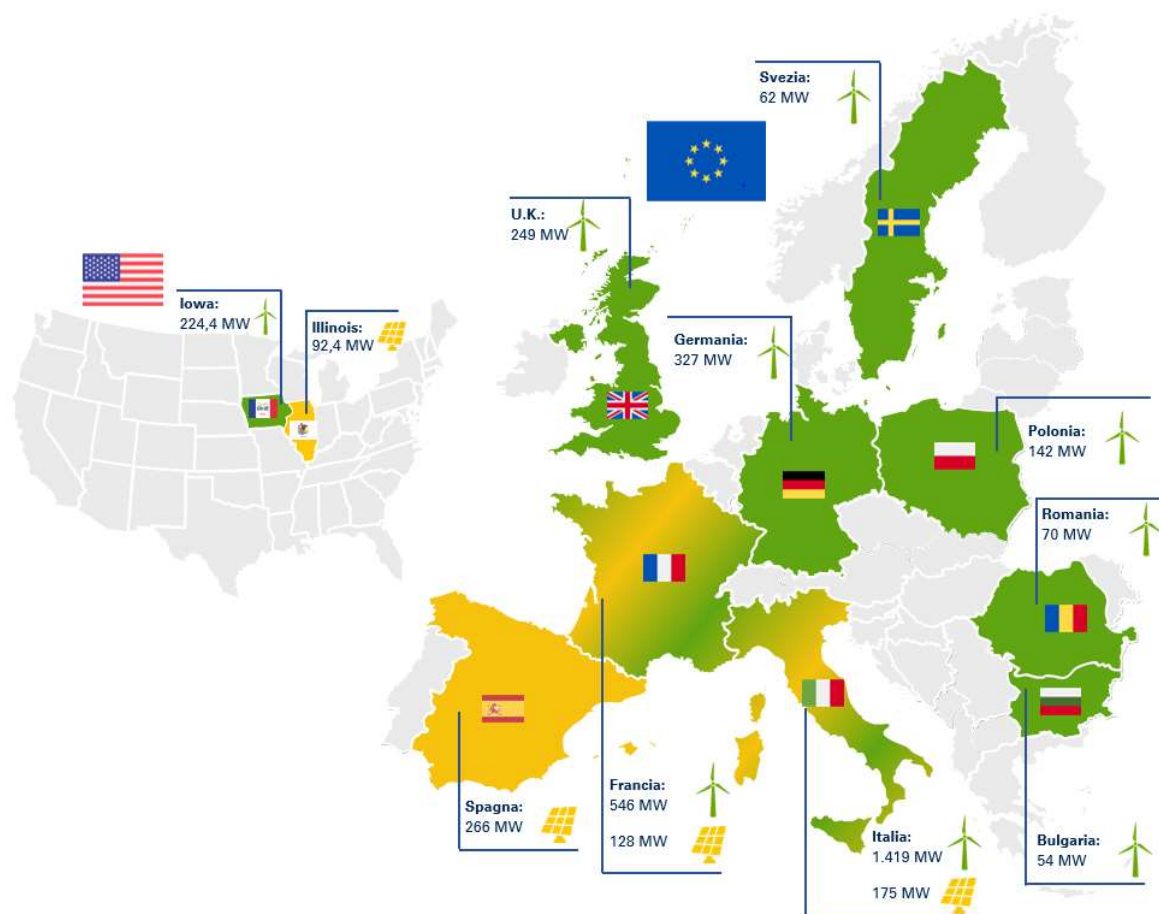
⁵ Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

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.

Aree geografiche di attività al 30 giugno 2024



Area di Consolidamento integrale al 30 giugno 2024



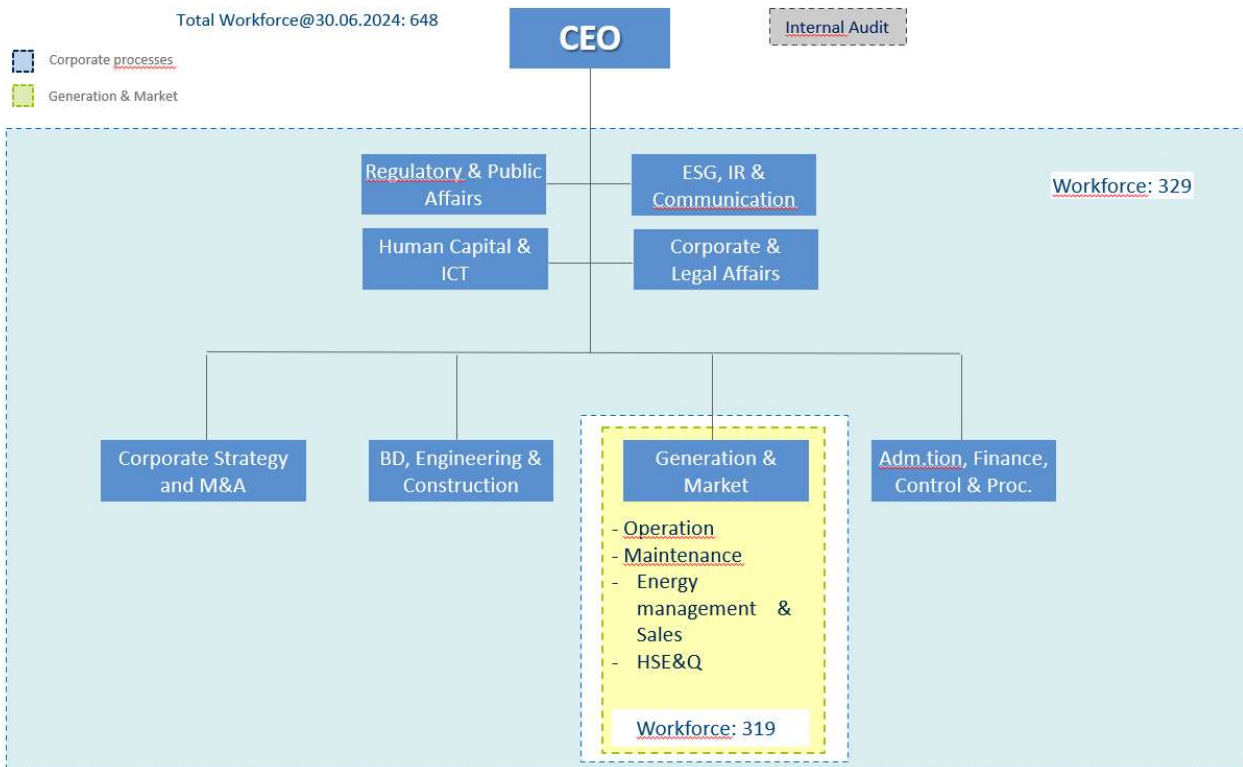
Modello organizzativo

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

- ERG S.p.A. - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta del *business development* ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business ("*Corporate processes*"), anche attraverso personale facente capo ad altre società del Gruppo.
La società è organizzata nelle seguenti aree:
 - Corporate Strategy and Merger & Acquisitions
 - Business Development, Engineering & Construction
 - Administration, Finance, Control & Procurement
 - Human Capital & ICT
 - Regulatory & Public Affairs
 - Corporate & Legal Affairs
 - ESG, IR & Communication
- ERG Power Generation S.p.A. - che assicura la gestione delle attività di ingegneria e di costruzione e dei processi industriali e commerciali del Gruppo, anche attraverso personale facente capo ad altre società controllate, organizzati nell'ambito della direzione "*Generation & Market*" in:
 - unità produttive di generazione Wind & Solar, a loro volta declinate su base geografica;
 - una struttura di Energy Management & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di competenze che assicura l'efficienza del modello operativo e la relativa standardizzazione dei processi a livello globale;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza, qualità e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.
 - un'area dedicata allo sviluppo e alla digitalizzazione dei sistemi aziendali di business.

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

A NEW ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



Variazione perimetro di business nel primo semestre 2024

- Wind/Solar – France: Falcon

In data 28 dicembre 2023, 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 portafoglio di impianti oggetto dell'acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici, entrati in esercizio tra giugno e settembre del 2022, per complessivi 20,4 MWp di capacità installata, un parco fotovoltaico entrato in operatività a fine giugno da 28,8 MWp e un parco eolico da 24 MW in fase finale di *commissioning* a seguito di un intervento di totale ricostruzione a nuovo (repowering). La produzione complessiva stimata è di circa 125 GWh annui, equivalente a 64 kton di CO2 evitata. I due impianti solari *in operation* e il parco eolico beneficiano di un regime tariffario con un CfD di 20 anni, mentre le produzioni del parco fotovoltaico che è entrato in esercizio alla fine del secondo trimestre del 2024, sono legate ad un PPA della durata di 15 anni con una primaria controparte corporate.

Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è stato pari a circa 86 milioni di euro, con un equity value pari a circa 17 milioni di euro. Il closing dell'operazione è avvenuto nel mese di gennaio 2024. Si precisa che le neoacquisite società francesi sono consolidate dal 1° gennaio 2024.

- Wind/Solar – USA

In data 24 aprile 2024 il Gruppo ha perfezionato il closing 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 sono stati conferiti un impianto eolico e un impianto solare, entrambi in esercizio, 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 è partecipata al 75% da ERG ed al 25% da Apex che prosegue 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 ed erano privi di debito al closing, fatti salvi quelli connessi alla struttura derivante dagli accordi di Tax Equity Partnership. 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 stato pari a 270 milioni di dollari. La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare a partire dal 1° aprile 2024.

Nel corso del semestre, sono entrati in operatività:

- il parco eolico di Roccapalumba, in provincia di Palermo, per una capacità complessiva pari a 47 MW sviluppato e costruito internamente. Le produzioni del parco saranno valorizzate attraverso un contratto di Power Purchase Agreement (PPA) sottoscritto con Google;
- il parco fotovoltaico in Francia con una capacità complessiva pari a 28,8 MW acquisito nell'ambito della recente acquisizione Falcon.
- il parco eolico di Mineo – Militello – Vizzini in Sicilia con una capacità totale di 101 MW (+51 MW incrementali), il terzo e più ampio progetto di Repowering nel portafoglio degli impianti del Gruppo.

Strategia

Le fonti di energia rinnovabile hanno consolidato in questi anni la loro centralità nel processo di transizione energetica verso un'economia green confermandosi come una fonte di approvvigionamento conveniente, stabile ed in grado di favorirne l'indipendenza energetica. Il mercato delle energie rinnovabili oggi è in forte espansione nei paesi dove opera il Gruppo ERG: in Europa e Stati Uniti si stima una crescita elevata per le RES, con incrementi a doppia cifra negli anni a venire.

Lo scenario in cui il Gruppo opera resta sfidante, con un profilo di rischio in costante mutamento legato ad una pluralità di fattori come il quadro normativo ancora in evoluzione, la volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, il costo delle materie prime e gli investimenti in connessione alla rete e sistemi di sviluppo.

Lo scorso 15 maggio 2024 il Consiglio di Amministrazione del Gruppo ha approvato e deliberato il nuovo Piano industriale 2024-2026 che, di fronte alle nuove sfide di mercato e in linea con le tendenze di settore, si pone l'obiettivo di continuare a crescere adottando una strategia "Value over Volume" volta alla crescita competitiva in un contesto di estrema volatilità, per traghettare obiettivi di ritorno sugli investimenti più ambiziosi cogliendo nuove opportunità in modo flessibile e selettivo.

IL BUSINESS PLAN 2024-2026 DI ERG: VALUE OVER VOLUME

I nuovi obiettivi ERG al 2026	
 Crescita selettiva	> Ca. 4,5 GW (+1,2 GW) di capacità installata nel 2026 (> 5,0 GW nel 2028) raggiunta attraverso un approccio selettivo tra i progetti in Pipeline e/o da M&A
 Investimenti/MOL	> Investimenti: €1,2mld 2024-2026; MOL: €600-€650mn @2026
 Route to market	> Confermato obiettivo di MOL regolato pari al 85%-90% sul totale attraverso CFD & PPA
 Creazione valore	> Obiettivo tasso di rendimento interno prima del debito a 200-400bps sul WACC
 Diversificazione geografica	> ~10 paesi nel 2024: priorità selettiva delle aree geografiche > Valutazione opportunità di asset rotation > Obiettivo di 0,5-0,7 GW negli USA
 Storage, ibridizzazione & digitalizzazione	> Storage e ibridizzazione in via di sviluppo per aumentare la flessibilità del portafoglio asset > Digitalizzazione per ottimizzare la performance degli asset
 Integrazione dei temi ESG	> Raggiungimento di nuovi obiettivi in tutti i pillar, facendo leva sui risultati ESG ottenuti nel periodo 2021-2023
 Maggiore remunerazione Azionisti	> Remunerazione annua degli Azionisti con una base di 1 €/az. come dividendo e un massimo di 1,3 €/az. in base alla performance annua e alle aspettative (upside pagabile anche attraverso buyback)

Strategia e obiettivi per il periodo 2024- 2026

Il Piano Industriale di ERG ha l'obiettivo di perseguire lo sviluppo nel settore delle rinnovabili raggiungendo una capacità installata al 2026 di 4,5 GW (con una proiezione al 2028 a 5GW), ovvero una crescita di 1,2 GW nel triennio 2024 – 2026 di cui oltre il 50% garantita da progetti già finalizzati o in fase di costruzione. L'approccio “*Value over Volume*” si fonda su alcuni criteri di base prestabiliti:

- Focus sui paesi core con un quadro normativo chiaro;
- Route-to-market definita in anticipo;
- Target di creazione di valore sopra il wacc di 200-400bps.

ERG conta oggi su una pipeline solida di 5GW così composta:

- + 340 MW già in costruzione tra eolico, solare e storage;
- + 350 MW greenfield in fase avanzata di sviluppo tra eolico e solare;
- + 750 MW di repowering eolico in Italia, Francia e Germania;
- + 1 GW di progetti negli Stati Uniti attraverso il cooperation agreement con Apex;
- + 1,25 GW di accordi di co-sviluppo nel solare in Spagna;
- + 1,3 GW di greenfield “early stage” eolico, solare, storage e ibrido.

Nell'ambito del Piano 2024-2026 il **Repowering** rimane uno dei pilastri fondamentali della crescita di ERG. Anche in questo caso la pipeline verrà attivata in maniera opportunistica con un approccio flessibile in base alle dinamiche di mercato e all'evoluzione del contesto regolatorio.

Continua il percorso di **internazionalizzazione** del Gruppo che punta a consolidare la presenza nelle geografie in cui è già presente e con un focus sullo sviluppo degli asset statunitensi dove l'obiettivo è di raggiungere 0,5-0,7 GW di capacità installata nel periodo di piano. L'asset rotation rappresenta un'ulteriore leva di crescita che potrà essere azionata in modo flessibile in ottica di massimizzazione del valore.

Nel piano si perseguono inoltre obiettivi di **diversificazione tecnologica** tramite un maggiore impulso ai progetti di battery storage (BESS) e ibridizzazione eolica e solare dei propri impianti, il Gruppo punta infatti ad aumentare la flessibilità del portafoglio asset per integrare la generazione di energia da sole e vento con sistemi in grado di bilanciarne la produzione ed aumentarne l'efficacia.

Per quanto concerne il **Route-to-Market** il Gruppo intende fare leva sull'esperienza consolidata in energy management per ottimizzare la strategia di accesso al mercato. Il target confermato è quello di raggiungere l'85-90% dell'EBITDA quasi-regolato tramite incentivi, CFD e PPA con primarie controparti corporate nelle diverse geografie in cui è presente. I PPA si confermano uno strumento fondamentale nell'orizzonte di piano, in grado di dare una risposta concreta alla persistente volatilità del mercato.

Nel periodo 2024-2026 gli investimenti relativi alla strategia delineata ammontano complessivamente a circa 1,2 miliardi di euro in Italia, Europa e Stati Uniti (con una proiezione al 2028 pari a circa 2 miliardi di euro). L'Ebitda è confermato e previsto nel range tra 600 e 650 milioni di euro nel 2026.

ERG ha una struttura finanziaria solida in grado di supportare la crescita e la remunerazione degli azionisti in modo sostenibile, l'impegno è il mantenimento del rating Investment Grade, con un obiettivo di leva nell'arco di piano non superiore a 4 volte il margine operativo lordo atteso mantenendo un costo del debito competitivo.



ESG rimane al centro della strategia ERG

Facendo leva sugli importanti risultati raggiunti nel periodo 2021-2023, l'impegno di ERG rimane orientato alla creazione di valore sostenibile per tutti gli stakeholder. Il piano ESG del Gruppo è sempre strutturato nei 4 pilastri, Planet, People, Engagement e Governance.

- Nel **Planet**, l'obiettivo principale è la strategia di decarbonizzazione (Net zero al 2040 - obiettivo approvato da Science Based Target initiative), confermata dagli importanti risultati raggiunti nel 2023, essendo ormai net zero per le emissioni dirette (Scope 1) e indirette (Scope 2). A questa si affiancano gli obiettivi sulla Circular Economy e sul Natural Capital Preservation per minimizzare gli impatti su ambiente e biodiversità.
- Per l'**Engagement** permane l'obiettivo di condividere la creazione di valore a livello di gruppo sia nei territori nel quale opera, ma anche in aree in via di sviluppo (es. paesi africani) supportando le Organizzazioni No Profit con progetti di riutilizzo dei pannelli in ottimo stato di funzionamento.
- Per il **People** resta centrale l'attenzione a garantire i massimi standard in ambito HSE per quanto riguarda la sicurezza delle persone e le tematiche Diversity & Inclusion. Gli obiettivi specifici HSE, collegati anche ai sistemi incentivanti di tutto il management aziendale, sono costantemente monitorati.
- La **Governance** ricopre un ruolo fondamentale. Negli anni il Gruppo ne ha consolidato il rafforzamento puntando oggi al continuo miglioramento, sia dal punto di vista della trasparenza fiscale sia della supply chain. Nell'ambito Information Security, infine, il Gruppo punta ad ottenere l'estensione a livello europeo della certificazione ISO 27001 e ISO 27019.

Il progetto **ERG Academy** è trasversale ai pillar **People** ed **Engagement**. Avviata nel 2023, promuove sia la formazione interna delle persone ERG che quella della next generation per accompagnare un'evoluzione culturale sulla transizione energetica e raggiungere una dimensione più internazionale in linea proprio con la crescita del Gruppo.

ERG in Borsa

Al 28 giugno 2024 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 23,44 Euro, in flessione (-18,8%) rispetto a quella della fine dell'anno precedente e peggiore rispetto all'andamento dello S&P Global Clean Energy Index (-11,0%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-6,3%).

Nello stesso periodo andamento positivo per il FTSE MIB (+9,2%), il FTSE All Share (+8,8%) ed il FTSE Mid Cap (+5,1%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 22,84 Euro (3 aprile) ed un massimo di 29,06 Euro (2 gennaio).

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 28 giugno 2024:

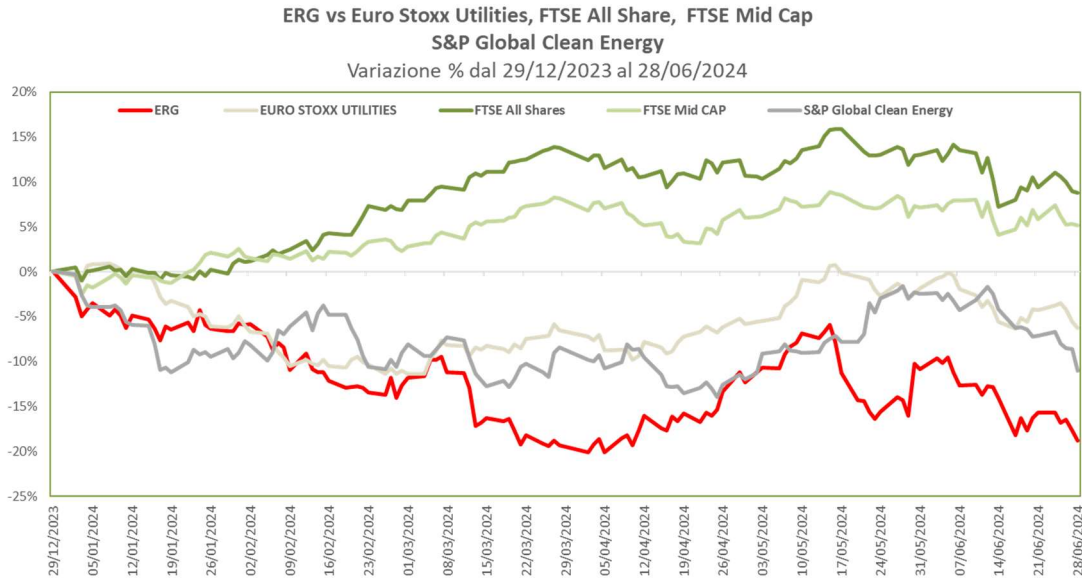
Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 28.06.2024	23,44
Prezzo massimo (02.01.2024) ⁽¹⁾	29,06
Prezzo minimo (03.04.2024) ⁽¹⁾	22,84
Prezzo medio	25,34

(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 (13.03.2024)	3.017.393
Volume minimo (16.01.2024)	181.041
Volume medio	533.313

La capitalizzazione di borsa a fine semestre ammonta a circa 3.524 milioni di euro (4.338 milioni alla fine del 2023).

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria al 30 giugno 2024



Programma di acquisto azioni proprie

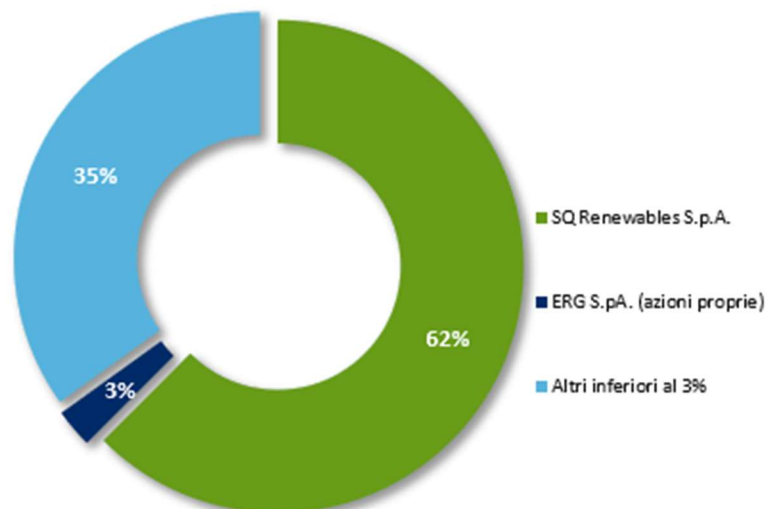
Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., in data 12 ottobre 2023, ha deliberato l'avvio al programma di acquisto di azioni proprie, in ottemperanza alla delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023.

Il 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.

In seguito alla successiva assegnazione di azioni proprie al Management, ERG S.p.A. detiene al 30 giugno 2024 n. 3.831.474 azioni proprie pari al 2,5489% 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 30 giugno 2024:



Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
17 gennaio 2024	Italia	Corporate	ERG si conferma tra le "Global 100" di Corporate Knights. ERG si è posizionata al primo posto tra le aziende italiane, al 28° posto nel ranking 2024, in sensibile miglioramento rispetto alla 54ª 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. L'iniziativa coinvolgerà dieci città italiane e prevede percorsi di approfondimento su sostenibilità, tutela ambientale e transizione ecologica per delle scuole secondarie di secondo grado.
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. L'accordo, di tipo pay as produced, prevede la fornitura dell'energia rinnovabile e delle garanzie di origine prodotte dal parco eolico di Roccapalumba, in provincia di Palermo.
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 del programma di acquisto azioni proprie, avviato nel corso del quarto trimestre 2023.
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 & 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.
13 marzo 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Progetto di Bilancio 2023, la Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari e la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.
9 aprile 2024	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 e un senior unsecured rating BBB-. (vedasi anche C.S. del 7 giugno 2024)
23 aprile 2024	Italia	Corporate	L'assemblea ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023, ha deliberato il pagamento di 1 Euro per azione, ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, ha confermato Edoardo Garrone alla Presidenza ed ha approvato il Piano di Incentivazione pluriennale (Sistema LTI 2024-2026). Il Consiglio di Amministrazione, riunitosi nella stessa data, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente Esecutivo, Giovanni Mondini Vicepresidente e Paolo Luigi Merli Amministratore Delegato.
24 aprile 2024	Italia	Wind	ERG ha finalizzato il terzo progetto di Repowering con l'avvio dell'energizzazione del parco eolico da 101 MW di Mineo-Militello-Vizzini in Sicilia.
24 aprile 2024	Stati Uniti	Wind Solar	ERG entra ufficialmente nel mercato delle rinnovabili USA grazie all'avvio di una partnership strategica con APEX Clean Energy (vedasi C.S. del 21 dicembre 2023).
15 maggio 2024	Italia	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Piano industriale e il Piano ESG 2024-2026.
26 giugno 2024	Italia	Corporate	ERG ha collocato il suo quarto Green Bond per 500 milioni, con durata 6 anni a tasso fisso. L'emissione ha forma di Green Bond e i relativi proventi saranno destinati a progetti eolici, solari e di storage situati in Europa, nel Regno Unito e negli Stati Uniti d'America.

Highlights

Adjusted ⁽²⁾ Anno 2023	(milioni di Euro)	Reported ⁽¹⁾ 1° semestre		Adjusted ⁽²⁾ 1° semestre	
	Principali dati economici	2024	2023	2024	2023
741	Ricavi	386	370	386	370
534	Margine operativo lordo	274	269	281	271
312	Risultato operativo netto	146	156	154	158
226	Risultato netto di Gruppo ⁽³⁾	128	79	106	114
Principali dati finanziari					
3.757	Capitale investito netto	4.313	3.674		
2.140	Patrimonio netto	2.187	2.076		
1.445	Indebitamento finanziario netto (ante IFRS 16) ⁽⁴⁾	1.912	1.516		
1.617	Indebitamento finanziario netto (post IFRS 16) ⁽⁴⁾	2.125	1.690		
40%	Leva finanziaria ante IFRS 16 ⁽⁵⁾	47%	43%		
Dati operativi					
3.266	Totale capacità installata a fine periodo	MW		3.754	3.087
6.139	Totale produzioni di energia elettrica	GWh		3.670	2.989
1.496	Capacità installata Italia a fine periodo	MW		1.594	1.466
2.784	Produzione di energia elettrica in Italia	GWh		1.517	1.349
600	Capacità installata Francia a fine periodo	MW		674	600
1.315	Produzione di energia elettrica in Francia	GWh		652	650
327	Capacità installata Germania a fine periodo	MW		327	327
629	Produzione di energia elettrica in Germania	GWh		315	306
311	Capacità installata UK & Nordics a fine periodo	MW		311	311
455	Produzione di energia elettrica UK & Nordics	GWh		303	218
266	Capacità installata Spagna a fine periodo	MW		266	117
213	Produzione di energia elettrica in Spagna	GWh		247	91
266	Capacità installata in East Europe	MW		266	266
742	Produzione di energia elettrica in East Europe	GWh		372	376
	Capacità installata Stati Uniti a fine periodo	MW		317	-
	Produzione di energia elettrica negli Stati Uniti	GWh		263	-
489	Investimenti ⁽⁶⁾	milioni di Euro		444	311
636	Dipendenti a fine periodo ⁽⁷⁾	Unità		648	612
117	Ricavi netti unitari ⁽⁸⁾	Euro/MWh		101	121
109	Italia - Eolico	Euro/MWh		120	117
342	Italia - Solare	Euro/MWh		400	345
93	Francia - Eolico	Euro/MWh		81	93
96	Francia - Solare	Euro/MWh		84	96
140	Germania - Eolico	Euro/MWh		91	152
111	UK & Nordics - Eolico	Euro/MWh		67	75
123	Spagna - Solare	Euro/MWh		40	130
91	East Europa - Eolico	Euro/MWh		85	100
n.a.	Stati Uniti - Eolico (incluso PTC)	Euro/MWh		51	n.a.
n.a.	Stati Uniti - Solare	Euro/MWh		44	n.a.

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

(2) Si precisa che, a partire dal 2024, i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 sono stati pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo. Gli indicatori economici *adjusted* non includono gli special items e le relative imposte correlate.

(3) Si precisa che il risultato netto di Gruppo *reported*, per il periodo comparativo, include il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023, mentre il risultato netto di Gruppo *adjusted*, per il periodo comparativo, non include il contributo del business termoelettrico.

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

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

(6) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del primo semestre 2024 include inoltre gli investimenti relativi ad operazioni di Merger & Acquisition negli Stati Uniti pari a 235 milioni ed in Francia pari a 84 milioni.

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

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

Commento ai risultati del semestre

Nel primo semestre 2024 i **ricavi adjusted** sono pari a 386 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2023 (370 milioni), principalmente a seguito del contributo derivante dalla maggiore capacità in esercizio in parte compensato dai minori prezzi di vendita, inferiori rispetto al primo semestre 2023. I maggiori volumi di produzioni sono stati in parte compensati dai minori prezzi di mercato, sensibilmente inferiori rispetto al primo semestre 2023. Il minore scenario di mercato impatta solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti di Power Purchase Agreement (PPA) a condizioni di prezzo prestabilite e contratti finanziari.

Le produzioni sono risultate pari a 3,7 TWh, in aumento di 0,7 TWh rispetto al primo semestre 2023 (+23%), grazie alle acquisizioni effettuate nel secondo semestre del 2023 e ad inizio 2024 ed al contributo dei nuovi parchi sviluppati internamente ed entrati in esercizio, oltre alla maggiore ventosità registrata in Italia e UK.

Il **marginale operativo lordo adjusted**, al netto degli special items, si attesta a 281 milioni, in aumento rispetto ai 271 milioni registrati nel primo semestre 2023.

ITALIA

- **Eolico (+25 milioni):** margine operativo lordo pari a 137 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2023 (112 milioni) grazie alle maggiori produzioni, derivanti dai nuovi parchi entrati in esercizio a partire dal secondo semestre 2023, e prezzi di vendita leggermente superiori rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, per effetto del maggiore valore dell'incentivo GRIN. Tali effetti sono in parte compensati da uno scenario di mercato in forte riduzione rispetto al medesimo periodo del 2023. Le produzioni sono state pari a 1.396 GWh nel primo semestre 2024 rispetto ai 1.224 GWh del primo semestre 2023 (+14%).
- **Solare (+6 milioni):** margine operativo lordo pari a 44 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2023 (39 milioni) grazie a prezzi di vendita superiori che hanno beneficiato delle vendite a termine effettuate in linea con le policy di Gruppo, in parte compensati dalle minori produzioni riconducibili principalmente alle attività di revamping degli impianti. Le produzioni sono state pari a 120 GWh nel primo semestre 2024 rispetto a 125 GWh del primo semestre 2023.

ESTERO

- **Eolico (-18 milioni):** margine operativo lordo pari a 100 milioni, in contrazione rispetto al primo semestre 2023 (118 milioni) prevalentemente per effetto dei minori prezzi catturati, solo in parte compensati dall'effetto perimetro derivante dalle nuove acquisizioni negli Stati Uniti (224 MW) e in Francia (24 MW) e dalle maggiori produzioni registrate rispetto al periodo comparativo in UK & Nordics. In un contesto generale di prezzi di mercato inferiori, l'effetto prezzo è stato particolarmente significativo in Germania dove le produzioni sono vendute con contratti CfD ad una via che avevano beneficiato di coperture a prezzi elevati nel 2023. Le produzioni sono state pari a 1.797 GWh nel primo semestre 2024 rispetto ai 1.499 GWh dell'analogo periodo del 2023.
- **Solare (-3 milioni):** margine operativo lordo pari a 10 milioni, in contrazione rispetto al primo semestre 2023 (13 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato che si confrontano con un semestre 2023 che aveva beneficiato di prezzi di copertura particolarmente elevati in Spagna, in parte compensato dal perimetro derivante dalle acquisizioni di parchi fotovoltaici in Spagna (149 MW), Francia (49 MW) e Stati Uniti (92 MW). Le produzioni sono state pari a 356 GWh nel primo semestre 2024 rispetto ai 141 GWh dell'analogo periodo del 2023 principalmente per effetto perimetro legato ai nuovi parchi fotovoltaici.

Complessivamente l'effetto perimetro legato alla nuova capacità operativa è pari a 28 milioni grazie alle acquisizioni effettuate nel corso del 2023 e ad inizio 2024 in Stati Uniti, Francia e in Spagna oltre al pieno contributo dei nuovi impianti repowering e *greenfield* in Italia sviluppati internamente ed entrati in esercizio nella seconda metà del 2023 e nei primi mesi del 2024.

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

Il **risultato operativo netto adjusted** è pari a 154 milioni (158 milioni nel primo semestre 2023). Gli ammortamenti sono stati pari a 127 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2023 (113 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti nel periodo (11 milioni) e sviluppati internamente (6 milioni) in parte compensato dall'allungamento della vita utile degli asset eolici esteri (-2 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime extension", avviati a partire dal secondo trimestre 2023.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è pari a 106 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2023 (114 milioni⁹), e riflette, oltre a quanto già commentato, maggiori oneri finanziari (+1 milione) principalmente per l'effetto legato ai meccanismi di rendicontazione del Tax Equity Partner del portafoglio USA e maggiori imposte per 4 milioni, in aumento a seguito del venir meno dal 2024 del beneficio fiscale in Italia dell'ACE¹⁰ (Aiuto alla crescita economica).

Il **risultato netto di Gruppo reported** è pari a 128 milioni, comprensivo degli impatti *net tax* degli special items, in forte aumento rispetto ai 79 milioni del primo semestre 2023¹¹.

Nel primo semestre 2024, gli **investimenti** sono stati pari a 444 milioni (311 milioni nel primo semestre 2023) e si riferiscono principalmente ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati all'acquisizione di un portafoglio di impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti (317 MW)¹², all'acquisizione in Francia di parchi eolici e fotovoltaici (73 MW), al Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica di cui 101 MW entrati in esercizio ad aprile, alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW), Francia (59 MW) e UK (47 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).

L'**indebitamento finanziario netto ante IFRS 16** risulta pari a **1.912 milioni**, in sensibile aumento (+467 milioni) rispetto al 31 dicembre 2023 (1.445 milioni).

La variazione riflette gli effetti della distribuzione dei dividendi agli azionisti (148 milioni), degli investimenti ed acquisizioni nel semestre (444 milioni), del pagamento delle imposte (53 milioni)¹³, della variazione del circolante (66 milioni), del completamento del programma di acquisto azioni proprie (37 milioni) in parte compensati dal margine operativo lordo del periodo (281 milioni¹⁴).

L'**indebitamento finanziario netto post IFRS 16** include la passività (ex IFRS 16) relativa all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 giugno 2024 a 213 milioni (172 milioni al 31 dicembre 2023). L'incremento del periodo è riconducibile all'effetto perimetro delle acquisizioni di parchi eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti ed in Francia.

⁹ Il dato comparativo del primo semestre 2023 si riferisce al risultato netto delle attività continue di Gruppo, non includendo pertanto il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

¹⁰ Aiuto alla crescita economica (ACE), abrogato dall'art.5 del D.Lgs. 30 dicembre 2023 n. 216.

¹¹ Si ricorda che il risultato netto di Gruppo reported del primo semestre 2023 includeva il contributo del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023.

¹² L'acquisizione è stata perfezionata nel mese di aprile 2024.

¹³ L'importo include il pagamento dell'imposta sostitutiva sull'affrancamento sui plusvalori afferenti alle business combinations Siena e Donatello, avvenute nel corso del 2022.

¹⁴ Il margine operativo lordo adjusted non include gli special items e le relative imposte teoriche correlate.

Basis for preparation

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2024, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, include il Bilancio Consolidato semestrale, predisposto in forma abbreviata conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi".

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

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

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

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

Settori operativi

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

IFRS 16

A partire dal 2024, il Gruppo, in linea con la prassi di settore, include nei propri risultati economici adjusted anche gli effetti dell'IFRS 16. I dati comparativi sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio.

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

Consolidamento dell'acquisizione del portafoglio eolico e solare negli Stati Uniti

Relativamente alla recente acquisizione di impianti eolici e fotovoltaici in USA, avvenuta nel corso del secondo trimestre 2024, in occasione della presente Relazione si è proceduto ad effettuare un esercizio di Purchase Price Allocation in base alle informazioni disponibili; coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 e in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra l'acquisizione e la predisposizione del presente comunicato, tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche e affinamenti.

Maggiori dettagli in merito all'attribuzione dei plusvalori e i relativi effetti contabili saranno indicati nella Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2024. Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

La presente Relazione semestrale riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare (per complessivi 317 MW) a partire dal 1° aprile 2024.

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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

Mercato di riferimento

Scenario prezzi

Anno 2023	Scenario prezzi base load (Euro/MWh)	1° semestre	
		2024	2023
	Italia		
127	PUN ⁽¹⁾	93	136
0	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	42	0
41	TTF	30	45
83	CO2	64	86
	Estero		
97	Francia	47	111
95	Germania	67	104
144	Polonia	97	167
112	di cui Energia Elettrica	86	122
32	di cui Certificati d'Origine	11	44
104	Bulgaria	77	109
133	Romania	106	139
104	di cui Energia Elettrica	77	109
29	di cui Certificato Verde	29	29
122	Irlanda del Nord	96	136
108	Gran Bretagna	76	123
87	Spagna	39	88
65	Svezia SE4	56	81

⁽¹⁾ Prezzo Unico Nazionale.

Quadro Normativo - Incentivi e Tariffe

Incentivi e Tariffe Italia

Eolico

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a $(180 \text{ €/MWh} - P_{-1}) \times 0,78$ dove P_{-1} è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: FIP rispetto ad una tariffa di riferimento aggiudicata tramite partecipazione ad aste al ribasso. Con il DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le procedure d'asta e la FIP è del tipo "CFD a due vie". Durata incentivo: 20 anni. A partire da Settembre 2023, i valori delle tariffe di riferimento per le procedure d'asta sono soggetti ad aggiornamento sulla base dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), per tenere conto dell'inflazione media cumulata da agosto 2019 fino al mese antecedente alla data dell'asta, in applicazione del DL 57/2023.
- Impianti oggetto di integrale ricostruzione (Repowering) possono partecipare alle aste, competendo direttamente con i nuovi impianti (a partire dalla sesta asta anche se non hanno aderito al c.d. "Spalma-incentivi") sebbene con l'applicazione di una decurtazione del 5% sulla tariffa aggiudicata. Inoltre, viene applicato alla componente incentivo (inteso come differenziale fra tariffa aggiudicata e prezzo zonale orario) un coefficiente di "gradazione" D pari a 0,9.

Solare

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

Incentivi e Tariffe Estero

Germania	Eolico	- 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. Tale limite (già derogato dalla disposizione transitoria per il solo esercizio 2023 fino a 100MW) è stato definitivamente emendato fino a 50MW con il SolarPackage 1 (pubblicato sulla Federal Law Gazette del 15 Maggio 2024) ma ad oggi in attesa di validazione da parte della Commissione Europea. - Il valore dell'incentivo è determinato sulla base di un Contratto per Differenza (CfD) ad 1 via per circa 20 anni;
Francia	Eolico	- Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: feed-in tariff (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del <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: feed-in premium (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 (feed-in tariff – FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.
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.
Stati Uniti	Eolico Solare	Per promuovere la diffusione delle energie rinnovabili, negli USA è attivo un meccanismo di certificati di energia rinnovabile (REC – Renewable Certificates), che possono essere emessi a beneficio dei produttori di energia elettrica per ogni megawattora di energia elettrica generata da FER e fornita alla rete. I REC sono titoli ambientali negoziabili, e possono essere venduti sia associati all' energia elettrica prodotta dal generatore (bundled) che separatamente dall'energia elettrica (unbundled). Molti Stati in USA hanno fissato degli standards in termini di portafoglio di energie rinnovabili (RPS – Requirement Portfolio Standard) che i fornitori di servizi elettrici sono tenuti a garantire. Per dimostrare la conformità agli standards, i fornitori di servizi elettrici utilizzano i REC, generando in questo modo una domanda di certificati. All'interno del MISO, gli RPS vengono applicati solo in 4 stati (Illinois, Minnesota, Indiana e Michigan), ma i REC emessi in Illinois possono essere scambiati anche nel mercato elettrico adiacente PJM, dove Stati hanno fissato RPS più impegnativi. Tax Equity Partnership (TEP): tali accordi, tipici del mercato delle Rinnovabili degli Stati Uniti, sono una forma di incentivazione di progetti che utilizza una combinazione di flussi di cassa generati dal Progetto stesso e benefici fiscali. Le strutture di accordi di Tax Equity possono essere diverse, ma in genere a fronte di un investimento effettuato dal c.d. Tax Equity Partner (Partner) al completamento della costruzione dell'impianto, il ritorno dell'investimento avviene principalmente mediante attribuzione di crediti fiscali (ITC, Investment Tax Credit o PTC, Production Tax Credit). Il progetto solare Mulligan Solar, LLC ha beneficiato di un ITC, già finalizzato per sua natura prima del closing, mentre il progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC gode di incentivi PTC, dilazionati nel tempo.

Aggiornamenti Normativi ed Istituzionali di Rilievo nel semestre

UNIONE EUROPEA

- **Elezioni Parlamento Europeo**

Il 18 luglio 2024 è stata ri-eletta alla guida della Commissione Europea Ursula Von der Leyen, grazie al supporto di EPP, S&D, Renew e Verdi. È attesa quindi una legislazione in continuità con la precedente, senza cambiamenti di linea

- **Electricity Market Reform**

A fine giugno 2024 è stata pubblicata la "riforma" del design del mercato dell'elettricità proposto dalla Commissione nel marzo 2023, mirata a garantire prezzi dell'elettricità accessibili e competitivi per tutti i consumatori.

L'accordo prevede sostanzialmente le seguenti modifiche: i contratti a due vie per differenza (CfD), o schemi equivalenti con gli stessi effetti, diventeranno il modello preferibile per le energie rinnovabili. Viene pure rafforzato il ricorso ai contratti di lungo termine di energia ad emissioni zero (PPA), mentre i meccanismi di remunerazione della capacità diventeranno un elemento strutturale del design del mercato elettrico. Gli Stati membri saranno obbligati a stabilire un obiettivo nazionale indicativo per la generazione elettrica flessibile proveniente da fonte non fossile. Inoltre, l'eventuale dichiarazione di una situazione di crisi dei prezzi dell'elettricità dovrà essere concordata dal Consiglio su proposta della Commissione.

- **Consiglio Europeo – Proroga permitting agevolato per repowering**

Il 10 gennaio è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il nuovo **Regolamento (UE) 2024/223** in materia di procedure autorizzative per il repowering degli impianti rinnovabili. Il nuovo regolamento del Consiglio proroga il periodo di applicazione delle disposizioni specifiche in materia di accelerazione della revisione della potenza da fonti rinnovabili. Sarà applicabile come regola generale dal 1 luglio 2024 fino alla fine di giugno 2025.

Il punto di maggiore interesse è il termine massimo di sei mesi per le procedure autorizzative per il repowering di impianti rinnovabili compresa la valutazione dell'impatto ambientale (ove richiesta) e la connessione alla rete applicato ai progetti situati in una «area a vocazione rinnovabile / 'idonea'».

radicali: nel suo discorso programmatico ha confermato gli obiettivi climatici al 2050 e il Green Deal, pur aprendo agli e-fuels.

- **Nuovo regolamento REMIT**

A seguito dell'approvazione da parte del Consiglio dell'Unione Europea, il 7 maggio è entrato in vigore in Italia e negli altri nei Paesi UE un nuovo regolamento che modifica il regolamento concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (regolamento (UE) n. 1227/2011, REMIT) e il regolamento che istituiva l'ACER, l'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, (regolamento (UE) 2019/942). Il nuovo regolamento introduce requisiti più rigorosi per i partecipanti al mercato dell'UE residenti in un paese terzo, che d'ora in poi dovranno designare un rappresentante in uno Stato membro in cui sono attivi nel mercato dell'energia all'ingrosso, conferisce ad ACER il diritto di indagare sui casi che presentano una dimensione transfrontaliera, qualora siano interessati almeno due Stati membri, e introduce nuovi strumenti di cui l'ACER potrà avvalersi per lo svolgimento delle indagini: ad esempio, potrà effettuare ispezioni in loco e formulare richieste di informazioni e sarà autorizzata a raccogliere dichiarazioni. Il potere di imporre sanzioni pecuniarie per violazioni dei divieti o degli obblighi sostanziali di cui al regolamento rimane di competenza degli Stati membri.

- **Commissione europea – Net Zero Industry Act (NZIA)**

Durante l'ultima sessione plenaria prima delle elezioni europee, i membri del Parlamento europeo hanno approvato il Net Zero Industry Act (NZIA).

Si tratta di un'iniziativa derivante dal Piano Industriale del Green Deal, mirata a potenziare la capacità manifatturiera europea di tecnologie che supportano la transizione energetica pulita ovvero *near-zero emission*, attraendo investimenti.

Nei contratti pubblici e nelle aste energetiche, i paesi dell'UE hanno facoltà di premiare i proponenti dei progetti in base a criteri "non economici", come sostenibilità o resilienza della filiera.

GSE per un periodo di 3 anni. Tuttavia, queste imprese dovranno impegnarsi a produrre o acquistare energia elettrica generata da nuovi impianti FER. Il 7 febbraio, sulla Gazzetta Ufficiale n. 11/2024, è stata pubblicata la legge n. 11/2024 di conversione, con modificazioni, del Decreto-legge n. 181/2023 (v. Report normativa nov 2023).

ITALIA

- **Legge di conversione del «DL Sicurezza Energetica»**

Il 7 febbraio, sulla Gazzetta Ufficiale n. 11/2024, è stata pubblicata la legge n. 11/2024 di conversione, con modificazioni, del Decreto-legge n. 181/2023, noto come DL "Sicurezza energetica". Le principali novità introdotte includono l'autorizzazione per impianti fotovoltaici anche in aree agricole non designate come "idonee", un innalzamento della soglia per la procedura semplificata per progetti PV in aree idonee, e una chiarimento sulla natura obbligatoria ma non vincolante del parere del Ministero della Cultura nella procedura di VIA per progetti realizzati in aree idonee.

Nel settore del mercato energetico, si prevede un graduale superamento del prezzo unico nazionale (PUN) a favore dei prezzi zonali per i clienti finali, con inizio dal 1° gennaio 2025. Durante questa transizione, verranno adottati indici equivalenti al PUN.

Il successivo Decreto Ministeriale dell'18 aprile, approvato da ARERA tramite apposito parere, ha specificato le condizioni da rispettare per tale superamento.

Un meccanismo di "energy release" sarà introdotto a favore delle imprese ad alto consumo energetico, che avranno la possibilità di acquistare energia elettrica a prezzo fisso dal

- **DL Agricoltura e conversione in legge**

Il Decreto Legislativo 15 maggio 2024, n. 63 (cosiddetto "DL Agricoltura") ha invece disposto l'introduzione di un divieto di installazione di nuovi impianti fotovoltaici con moduli a terra e di espansione di quelli esistenti in aree classificate come agricole dalle normative urbanistiche. Nella formulazione definitiva convertita in legge, il divieto non si applica ai progetti di modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione. Restano salve pure le ex-cave, le aree con piano di coltivazione terminato, alcune discariche, i progetti per le Comunità Energetiche Rinnovabili e gli agrivoltaici avanzati. Sono esclusi dal divieto anche i progetti il cui iter autorizzativo sia già stato avviato, almeno per una delle procedure amministrative, comprese quelle di valutazione ambientale.

- **Decreto Aree idonee**

Nella Gazzetta Ufficiale del 02 luglio 2024, n. 153 è stato pubblicato il Decreto che, in attuazione dell'art. 20, commi

1 e 2, del decreto legislativo n. 199 del 2021, disciplina le aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Le Regioni, ai sensi dell'art. 20 comma 4 del D.lgs. 199/2021, conformemente ai principi e criteri stabiliti dal presente decreto, **entro centottanta giorni** dalla data della sua entrata in vigore, dovranno individuare con **legge regionale** le aree indicate all'art. 1 comma 2 del decreto a) aree idonee, b) aree non idonee, c) aree ordinarie, d) aree in cui è vietata l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra.

- **Decreto MASE su Agrivoltaico**

A fine dicembre 2023, il ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha emesso il Decreto per lo sviluppo della tecnologia agrivoltaica, approvando a maggio 2024 le regole applicative proposte da GSE. L'obiettivo è incentivare la realizzazione entro il 30 giugno 2026 di sistemi agrivoltaici sperimentali, in linea con le misure di sostegno agli investimenti del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), per una potenza minima di 1,04 GW e una produzione di almeno 1.300 GWh/anno.

Gli incentivi comprendono un contributo in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili e una tariffa incentivante per l'energia elettrica prodotta. L'ARERA definirà le modalità di copertura tariffaria e i meccanismi di accesso, tramite registri e aste, con un contingente rispettivamente di 300 MW e 740 MW. I beneficiari includono imprenditori agricoli, società agricole, consorzi, cooperative agricole e associazioni temporanee di imprese (ATI).

- **Extraprofiti - Questione di legittimità costituzionale dal TAR**

Il 16 gennaio scorso, il TAR Lazio ha sollevato diverse questioni di legittimità costituzionale riguardanti la legge n. 197 del 2022, che prevedeva il pagamento nel 2023 del "contributo di solidarietà temporaneo" sugli "extraprofiti" degli operatori del settore. L'ordinanza evidenzia la possibile violazione del Regolamento europeo n. 1854/2022, in quanto la legge ha esteso il pagamento del contributo anche agli operatori delle energie rinnovabili, non inclusi nel regolamento. Inoltre, il TAR ha sollevato questioni riguardanti la natura "tributaria" del contributo, mettendo in discussione la sua conformità agli articoli 3 e 53 della Costituzione italiana e rilevando criticità nei criteri di calcolo della base imponibile, nella qualificazione degli "effettivi extraprofiti" e nella non deducibilità del contributo, ipotizzando una potenziale "doppia tassazione".

- **Contributo straordinario art. 37 D.L. 21/2022 - Sentenza n. 111/2024 Corte Costituzionale**

Con la **sentenza n. 111/2024** la Corte costituzionale si è pronunciata sulla questione di legittimità costituzionale del contributo straordinario contro il caro bollette, di cui all'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 n. 21 dichiarandolo **parzialmente illegittimo**, soltanto nella parte in cui include nella base imponibile del contributo le accise. Ricordiamo che il menzionato giudizio di legittimità – instaurato su impulso delle Corti di giustizia tributaria di primo grado di Milano e di Roma – identificava plurimi aspetti censurabili dell'art. 37, rispetto ai quali anche ERG aveva proposto ricorso.

A fronte delle molteplici censure avanzate, la Corte costituzionale ha, come anticipato, dichiarato l'**illegittimità costituzionale** dell'art. 37 soltanto in relazione alla **parte in cui include** nella **base imponibile** del Contributo Straordinario anche **le accise** versate allo Stato e indicate nelle fatture attive. Di contro, la Corte ha ritenuto di **non accogliere le altre numerose censure** (artt. 3, 23, 42, 53 e 117 Cost.) prospettate dalle ordinanze di rimessione, **confermando** in tal modo la **legittimità del prelievo**.

FRANCIA

- **Extraprofiti. Pronunciamento del Consiglio di Stato sulla legittimità del CRIM**

La più alta corte amministrativa ha deciso il 17 maggio di non trasmettere la questione di costituzionalità relativa al contributo sui redditi inframarginali (CRIM).

Forte di tale sentenza, Il governo prevede pertanto di rinnovare nel 2025 questa misura, creata nel bilancio 2023, puntando a ottenere entrate più elevate.

Sviluppo dell'agrivoltaico e condizioni per l'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli, naturali o forestali.

Il governo francese ha pubblicato il decreto n. 2024-318 riguardante lo sviluppo dell'agrivoltaico e le condizioni per l'installazione di sistemi fotovoltaici su terreni agricoli, naturali o forestali.

Il decreto definisce l'agrivoltaico e pone l'esercizio agricolo al centro del dibattito, dovendo garantire che la produzione agricola raggiunga almeno il 90% di rendimento per ettaro rispetto a una zona di controllo designata. Le installazioni fotovoltaiche non possono inoltre coprire più del 40% della superficie di un appezzamento agricolo.

Le nuove disposizioni escludono il dispiegamento di sistemi agrivoltaici in alcune aree protette secondo il codice rurale e marittimo del paese.

GERMANIA

- **Piano di sviluppo della rete elettrica**

L'Agenzia federale delle reti ha confermato il Piano di Sviluppo della Rete Elettrica 2023-2037/2045, che prevede un significativo aumento delle capacità di trasmissione elettrica. Il piano include circa 4.800 chilometri di nuove linee e 2.500 chilometri di rinforzi alle connessioni esistenti rispetto al piano attuale della domanda federale. Inoltre, sono previste cinque nuove connessioni HVDC con una capacità di 2 GW ciascuna e misure per integrare la generazione di energia offshore nella rete terrestre. L'Agenzia ritiene necessari altri 35 progetti nel Mare del Nord e nel Mar Baltico entro il 2045 per collegare fino a 70 GW di capacità eolica offshore.

Il piano determina l'urgente necessità di espandere la rete di trasmissione elettrica per garantire un servizio sicuro e affidabile. I gestori del sistema di trasmissione, ogni due anni, identificano le misure necessarie per ottimizzare, rafforzare ed espandere la rete ad alta tensione. L'Agenzia federale delle reti esamina e conferma queste proposte, mentre sta preparando una relazione ambientale sul Piano Federale delle Esigenze per valutare l'impatto ambientale delle misure previste.

- **Solar Package 1**

Il Bundestag e il Bundesrat tedeschi hanno approvato il Pacchetto Solare I il 26 aprile, mirato a sostenere il settore fotovoltaico. La nuova legislazione (pubblicata sulla Federal Law Gazette del 15 Maggio 2024) prevede maggiori sovvenzioni per le aziende che installano sistemi fotovoltaici sui tetti, con semplificazioni normative per i sistemi solari agricoli. I cittadini potranno ora installare piccoli sistemi solari sui balconi senza complicazioni burocratiche, mentre i proprietari di case potranno produrre energia elettrica autonomamente.

Il pacchetto include anche disposizioni per accelerare l'espansione dell'energia eolica, delle biomasse e per migliorare le connessioni alla rete, oltre ad alcune modifiche all'asta EEG23,

UK

- **Electricity Generator Levy 2024**

Nella Legge di Bilancio 2024 è contenuto l'aggiornamento del *price cap* da applicare per il calcolo della misura di restituzione parziale dei ricavi a carico dei generatori di elettricità «Electricity Generator Levy». Il nuovo "importo di riferimento" si applicherà a partire dal 1 aprile 2024 fino al 31 marzo 2025 ed è fissato in 77,94 sterline/MWh.

Nel provvedimento è pure contenuta l'esenzione dall'EGL per i nuovi progetti la cui decisione finale di investimento è stata presa a partire dal 22 novembre 2023.

SPAGNA

- **Aggiornamento del piano di sviluppo della rete di trasmissione**

Il Consiglio dei Ministri, su richiesta del Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO), ha approvato una modifica al Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Elettrica entro il 2026. Questa modifica comprende 73 azioni, con un investimento di 489 milioni di euro, mirate a facilitare lo sviluppo di progetti strategici tra cui l'integrazione di sistemi di stoccaggio e la generazione da fonti rinnovabili.

Parallelamente, lo scorso dicembre è stato avviato l'elaborazione di un nuovo Piano con orizzonte al 2030, anticipando il ciclo di pianificazione usuale di sei anni, al fine di rispondere più prontamente al processo di transizione energetica, che includerà ulteriori azioni di sviluppo della rete.

POLONIA

- **Piano Nazionale Energia e Clima (KPEiK)**

Alla fine di febbraio, il Ministero del Clima e dell'Ambiente ha pubblicato la versione aggiornata del Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (KPEiK). Gli obiettivi principali per il 2030 includono una quota del 29,8% di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia, una riduzione del 35% delle emissioni di gas serra, e una significativa riduzione del ruolo delle unità alimentate a carbone. Il settore elettrico dovrà raggiungere una quota del 50,1% di energie rinnovabili, mentre il riscaldamento e raffreddamento e i trasporti avranno rispettivamente obiettivi del 32,1% e del 17,7%. Inoltre, il nuovo obiettivo per la quota di energia rinnovabile nel settore elettrico è del 57%, con importanti aumenti previsti per la capacità eolica onshore, fotovoltaica e eolica offshore. L'energia nucleare sarà introdotta tra il 2030 e il 2035 per sostituire le unità a gas, verrà incrementata la generazione distribuita da fonti rinnovabili, lo stoccaggio e la risposta alla domanda per migliorare la flessibilità del sistema elettrico.

ROMANIA

- **Procedura di emergenza 32/2024 sugli "extraprofiti"**

Il Ministro dell'Energia ha approvato un nuovo limite ai prezzi dell'elettricità per i produttori, ridotto a 400 Lei/MWh (circa 80€/MWh) rispetto ai precedenti 450 Lei/MWh, con una diminuzione di circa 10€/MWh. Inoltre, è stato introdotto il contributo al Fondo per la Transizione Energetica come meccanismo di recupero, calcolato sulla differenza tra il prezzo di vendita mensile e un prezzo di riferimento, da versare entro il 31 marzo 2025. I generatori di elettricità e gli aggregatori che commerciano energia elettrica e/o gas naturale sul mercato all'ingrosso tramite contratti di copertura saranno tenuti a pagare tale contributo al Fondo.

BULGARIA

- **Piano Nazionale Energia e Clima**

La Bulgaria ha pubblicato la versione aggiornata del Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (NECP) 2021-2030. L'obiettivo principale è raggiungere una quota del 34,1% di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia entro il 2030, rispetto al 27% del precedente NECP. Gli obiettivi specifici includono una quota del 42,2% di energia rinnovabile nel settore elettrico, del 45,5% nel riscaldamento e raffreddamento e del 15,2% nel trasporto.

Le previsioni per la capacità installata di energie rinnovabili includono 2,6 GW di eolico onshore e 5,5 GW di fotovoltaico entro il 2030, rispetto ai precedenti obiettivi di 0,95 GW e 3,2 GW rispettivamente. Le proiezioni con le politiche e misure esistenti indicano che le centrali a lignite saranno gradualmente sostituite dalle rinnovabili dopo il 2025. Per bilanciare il sistema, l'aumento della produzione di energia rinnovabile sarà accompagnato da un aumento della capacità nucleare tra il 2030 e il 2040. La capacità installata di energia rinnovabile dovrebbe raggiungere 10,9 GW nel 2030 e 12,2 GW nel 2040, con una riduzione dell'87% della capacità di generazione fossile. La capacità nucleare è prevista per raggiungere 4,3 GW entro il 2024.

- **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.

- **Ratifica estensione delle misure sugli "extraprofiti"**

Il 30 dicembre scorso è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 108 la Legge di Bilancio 2024, che ratifica l'estensione dell'applicazione del meccanismo di "revenue capping". Secondo l'articolo 3, in vigore dal 1° gennaio 2024, i produttori di energia elettrica dovranno continuare a dichiarare e versare il contributo anche per il periodo dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2024.

Per i produttori con "*premium compensation contracts*" in vigore dall'8 ottobre 2022, quali tutte le SPV ERG, il price cap resta fissato pari al valore della rispettiva FIP (con contributo da calcolare sul 90% delle eccedenze).. Per le altre tipologie contrattuali (impianti a mercato) il valore del price cap è da luglio 2023 pari a 300BGN/MWh (ca. 150€/MWh) ridotto rispetto al price cap previsto ad inizio misura in 350BGN/MWh (ca. 180€/MWh).

Risultati per Paese

Anno 2023 ⁽¹⁾	(milioni di Euro) Ricavi <i>adjusted</i>	1° semestre		
		2024	2023 ⁽¹⁾	Δ
374	Italia	222	191	31
367	Esteri	163	179	(16)
124				
89				
54				
27				
73				
-				
35	Corporate	19	16	2
(35)	Ricavi infrasettori	(18)	(16)	(1)
741	Totale ricavi <i>adjusted</i>	386	370	16
	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>			
299	Italia	181	151	30
256	Esteri	109	130	(21)
81				
68				
38				
20				
49				
(21)	Corporate	(10)	(11)	0
534	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	281	271	10
	Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>			
(121)	Italia	(62)	(61)	(0)
(97)	Esteri	(63)	(50)	(14)
(40)				
(20)				
(13)				
(6)				
(18)				
-				
(4)	Corporate	(2)	(2)	(0)
(223)	Ammortamenti e svalutazioni <i>adjusted</i>	(127)	(113)	(14)
	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>			
177	Italia	120	90	30
159	Esteri	46	81	(35)
41				
48				
25				
15				
31				
-				
(25)	Corporate	(12)	(12)	0
312	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	154	158	(4)
	Investimenti ⁽²⁾			
219	Italia	79	94	(16)
265	Esteri	364	216	148
25				
3				
45				
190				
2				
-				
4	Corporate	1	1	0
489	Totale investimenti	444	311	132

⁽¹⁾ A partire dal 2024 i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. Pertanto, i risultati comparativi del 2023 sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

⁽²⁾ Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di *Merger & Acquisition* (319 milioni nel primo semestre 2024). Si segnala che i dati non includono l'incremento dei Right of Use assets.

ITALIA

Il Gruppo ERG opera in Italia attraverso le proprie società titolari di parchi eolici e solari. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati di ciascun parco eolico sono influenzati dalle caratteristiche di ventosità 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 1.419 MW nell'eolico e 175 MW nel solare.

Anno 2023	Risultati Operativi	1° semestre		
		2024	2023	Δ
1.496	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	1.594	1.466	128
1.321	Eolico	1.419	1.291	128
175	Solare	175	175	0
2.784	Produzioni (GWh)	1.517	1.349	168
2.528	Eolico	1.396	1.224	172
256	Solare	120	125	(4)
	Load Factor % ⁽²⁾			
24%	Eolico	24%	22%	2%
17%	Solare	16%	16%	-1%
131	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	143	138	5
109	Eolico	120	117	4
342	Solare	400	345	55

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2024** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 1.517 GWh, di cui 1.396 GWh da fonte eolica e 120 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2023 (1.349 GWh di cui 1.224 da fonte eolica e 125 GWh da fonte solare), grazie al contributo derivante dagli impianti oggetto di repowering e greenfield entrati in esercizio tra il secondo semestre 2023 e l'inizio del 2024 e alle migliori condizioni di ventosità registrate nel periodo.

Anno 2023	Risultati economici (milioni di euro)	1° semestre		
		2024	2023	Δ
374	Ricavi adjusted	222	191	31
285	Eolico	173	147	25
89	Solare	49	43	6
299	Margine operativo lordo adjusted	181	151	30
220	Eolico	137	112	25
79	Solare	44	39	6
(121)	Ammortamenti e svalutazioni	(62)	(61)	(0)
(75)	Eolico	(39)	(37)	(2)
(47)	Solare	(22)	(24)	1
177	Risultato operativo netto adjusted	120	90	30
145	Eolico	98	75	23
33	Solare	22	15	7
219	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	79	94	(16)
201	Eolico	67	92	(25)
18	Solare	4	2	2
-	Storage	8	-	8
80%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	82%	79%	3%
77%	Eolico	79%	76%	3%
89%	Solare	90%	90%	1%

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2024 risultano in aumento principalmente grazie al valore dell'incentivo GRIN (42 Euro/MWh), all'effetto perimetro di cui sopra e alle migliori condizioni di ventosità in parte compensati dai minori prezzi di vendita sui mercati dell'energia.

Alla luce di quanto sopra, il ricavo netto unitario dell'eolico in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 120 Euro/MWh (117 Euro/MWh nel primo semestre 2023).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 400 Euro/MWh (345 Euro/MWh nel primo semestre 2023) in aumento per effetto delle coperture fissate a prezzi più alti rispetto al medesimo periodo del 2023 e dei maggiori ricavi da conto energia grazie allo spalma-incentivi.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Italia del primo semestre 2024 è pari a 181 milioni, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2023 (151 milioni).

Investimenti

Gli investimenti in Italia del primo semestre 2024 (79 milioni) si riferiscono principalmente al completamento delle attività di costruzione dell'impianto greenfield di Roccapalumba (47 MW), alle attività di *Repowering* (177 MW) sugli impianti di Mineo-Militello-Vizzini e Salemi-Castelvetrano, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare proseguono le attività di *Revamping* degli impianti, volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi. Inoltre, sono state avviate le attività relative al Progetto di Storage (13 MW).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

- ARERA - Prezzo di riferimento per calcolo incentivi ex cv 2024**

A fine gennaio l'ARERA ha pubblicato la Delibera 30 gennaio 2024 n.14/2024/R/efr per determinare il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno 2023 (PEE), ai fini della quantificazione per l'anno 2024, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi.

Nell'anno 2023 il PEE è stato fissato a 125,96 €/MWh.

Di conseguenza il valore degli incentivi (sostitutivi dei CV) nel 2024, risultante dalla formula $= 0.78 * (180 - \text{PEE})$, è pari a 42,15 €/MWh.

- ARERA – PREZZI DI SBILANCIAMENTO A SEGUITO CONNESSIONE A «PICASSO»**

Lo scorso 1° marzo è stato pubblicato l'esito dell'istruttoria condotta da ARERA sulla formazione di prezzi di sbilanciamento fortemente negativi, a seguito dell'avvio dell'operatività di Terna sulla piattaforma europea "PICASSO".

Il risultato dell'analisi ha portato ARERA a richiedere a Terna di sospendere appena tecnicamente possibile e comunque entro il 15 marzo 2024, la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO, in attesa dell'approvazione e dell'implementazione delle misure di mitigazione proposte dai TSO a livello europeo.

Inoltre, si prevede che Terna invii entro 4 mesi da oggi un rapporto sul fenomeno contenente proposte per le possibili mitigazioni e che valuti possibili modelli di partecipazione alla piattaforma alternativi, che consentano l'applicazione del modello merit-order anche a livello nazionale.

Terna ha successivamente adempiuto alle disposizioni di ARERA interrompendo dal «giorno di flusso» 15 marzo 2024 la partecipazione operativa alla piattaforma, pur restando parte del progetto implementativo europeo PICASSO.

- Partecipazione di Terna alla piattaforma Europea MARI**
 ARERA ha approvato la Delibera 174/2024/R/eel, che sancisce il piano di lavoro per l'avvio della partecipazione di Terna alla piattaforma europea MARI per lo scambio di energia di bilanciamento mFRR. La data di avvio prevista per l'Italia era il 24 luglio 2024. Tuttavia, considerati i problemi riscontrati con la piattaforma PICASSO, che hanno portato alla sospensione della partecipazione operativa dell'Italia nel marzo 2024, ARERA ha approvato un nuovo piano di lavoro. Questo piano include la finalizzazione delle proposte di modifica del Codice di Rete

per il coordinamento tra MSD e MARI, una consultazione pubblica sulle proposte, e la presentazione della proposta finale ad ARERA entro ottobre 2024.

- CAPACITY MARKET 2025+ -DELIBERA ARERA 199/2024**

Il 23 maggio, ARERA ha approvato la Delibera 199/2024/R/eel "Parametri economici delle procedure concorsuali per il mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028." Il premio massimo definito è riportato di seguito:

Delivery period	2025	2026	2027	2028
Max premium				
New production	85 000 €/MW	86 000 €/MW	86 000 €/MW	86 000 €/MW
Mid point curve	71 000 €/MW	72 000 €/MW	72 000 €/MW	73 000 €/MW
Existing production	45 000 €/MW	46 000 €/MW	47 000 €/MW	48 000 €/MW

Per gli impianti di nuova costruzione è richiesto che l'avvio dei lavori per la realizzazione dell'unità sia successivo alla data di esecuzione dell'asta. L'avvio dei lavori è definito come la data di inizio dei lavori di costruzione interessanti l'unità di produzione o, se antecedente, la data del primo impegno vincolante a ordinare le attrezzature necessarie o la data in cui è stato assunto qualsiasi altro impegno che renda l'investimento irreversibile.

- Aggiornamento entrata in vigore TIDE**

Poiché le attività di implementazione di TIDE da parte di Terna e GSE stanno procedendo molto più lentamente del previsto, ARERA ha pubblicato un documento di consultazione su una nuova roadmap per l'implementazione di TIDE.

Il documento conferma l'inizio del periodo di validità di TIDE dal 1° gennaio 2025; tuttavia, poiché il nuovo Codice di Rete di Terna non sarà disponibile entro tale data, ARERA definisce una fase transitoria dal 1° gennaio al 30 settembre 2025, durante la quale TIDE sarà applicato utilizzando la versione attuale del Codice di Rete e le nuove versioni del TIDME e del Regolamento PCE.

Eolico

- **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. A luglio 2022 la ERG ha presentato l'istanza per ottenimento dell'Autorizzazione Unica (AU) in relazione al progetto. A dicembre 2022 la ERG ha impugnato dinanzi al Consiglio di Stato la sentenza del TAR Sardegna che aveva annullato il Decreto VIA. Ad aprile 2024 è stata pubblicata la sentenza del Consiglio di Stato che conferma la validità del Decreto VIA rilasciato nel 2022, mentre nello stesso mese è stata riattivata l'istanza per l'ottenimento dell'AU presso la Regione Sardegna.

- **Contributo straordinario art. 37 D.L. 21/2022 - Sentenza n. 111/2024 Corte Costituzionale**

Con la **sentenza n. 111/2024** la Corte costituzionale si è pronunciata sulla questione di legittimità costituzionale del contributo straordinario contro il caro bollette, di cui all'art. 37 del D.L. 21 marzo 2022 n. 21 dichiarandolo

parzialmente illegittimo, soltanto nella parte in cui include nella base imponibile del contributo le accise. Ricordiamo che il menzionato giudizio di legittimità – instaurato su impulso delle Corti di giustizia tributaria di primo grado di Milano e di Roma – identificava plurimi aspetti censurabili dell'art. 37, rispetto ai quali anche ERG aveva proposto ricorso.

A fronte delle molteplici censure avanzate, la Corte costituzionale ha, come anticipato, dichiarato l'**illegittimità costituzionale** dell'art. 37 soltanto in relazione alla **parte in cui include** nella **base imponibile** del Contributo Straordinario anche **le accise** versate allo Stato e indicate nelle fatture attive. Di contro, la Corte ha ritenuto di **non accogliere le altre** numerose **censure** (artt. 3, 23, 42, 53 e 117 Cost.) prospettate dalle ordinanze di rimessione, **confermando** in tal modo la **legittimità** del **prelievo**.

- **Gestione del fine vita dei moduli fotovoltaici – quote RAEE**

I proprietari di impianti fotovoltaici incentivati sotto i diversi "Conto Energia", che hanno operato dal 2006 al 2012 e sono già soggetti alla ritenuta di garanzia, vedranno trattenute con i pagamenti di marzo e aprile 2024 le relative quote per la gestione e lo smaltimento dei pannelli. In base alla nuova disposizione introdotta dalla Legge n. 11 del 2 febbraio 2024, di conversione del cosiddetto "Decreto Sicurezza Energetica", la quota da trattenere da parte del GSE è stata raddoppiata a 20 euro/modulo, con decorrenza da settembre 2024.

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 (1.450 MW operativi), in particolare in Francia (546 MW, incrementati ad inizio 2024 con l'acquisizione di un parco eolico di 24 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 393 MW di potenza installata, di cui 128 MW in Francia, e 266 MW in Spagna, in incremento rispetto al medesimo periodo del 2024 per delle acquisizioni rispettivamente di 149 MW in Spagna e 49 MW Francia.

Nel mese di aprile 2024 il Gruppo è entrato nel mercato delle rinnovabili negli Stati Uniti attraverso una partnership strategica con Apex Clean Energy acquisendo un portafoglio eolico e solare (317 MW).

Francia

Anno		1° semestre		
2023	Risultati Operativi	2024	2023	Δ
600	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	674	600	73
522	Eolico	546	522	24
79	Solare	128	79	49
1.315	Produzioni (GWh)	652	650	2
1.219	Eolico	593	600	(7)
96	Solare	59	50	9
	Load Factor % ⁽²⁾			
27%	Eolico	25%	26%	-1%
14%	Solare	11%	15%	-4%
93	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	81	93	(12)
93	Eolico	81	93	(12)
96	Solare	84	96	(12)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2024** la **produzione di energia elettrica** in Francia risulta pari a 652 GWh, di cui 593 GWh da fonte eolica e 59 GWh da impianti fotovoltaici, sostanzialmente in linea rispetto al medesimo periodo del 2023 (650 GWh di cui 600 GWh da fonte eolica e 50 GWh da impianti fotovoltaici) principalmente per effetto perimetro (+45 GWh) derivante dall'acquisizione di parchi eolici e fotovoltaici effettuata a inizio 2024 compensata dalla minore ventosità registrata rispetto ad un 2023 sopra le medie storiche.

Anno		1° semestre		
2023	Risultati economici	2024	2023	Δ
	(milioni di euro)			
124	Ricavi <i>adjusted</i>	53	61	(8)
115	Eolico	48	56	(8)
9	Solare	5	5	0
81	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	30	42	(12)
75	Eolico	28	39	(11)
6	Solare	2	3	(1)
(40)	Ammortamenti e svalutazioni	(23)	(21)	(2)
(35)	Eolico	(20)	(19)	(1)
(4)	Solare	(3)	(2)	(1)
41	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	7	20	(14)
40	Eolico	7	20	(12)
2	Solare	(1)	1	(2)
25	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	118	11	107
25	Eolico	82	11	70
0	Solare	36	0	36
65%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	56%	68%	-12%
66%	Eolico	58%	69%	-11%
64%	Solare	42%	63%	-21%

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2024 risultano pari a 53 milioni, in riduzione rispetto all'analogo periodo del 2023 (61 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati, dei minori volumi registrati solo in parte compensati dal perimetro derivante dall'acquisizione effettuata a inizio 2024.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 81 Euro/MWh risultano in riduzione rispetto all'analogo periodo del 2023 (93 Euro/MWh) per effetto della contrazione dei prezzi di mercato, che ha influito solo in parte in quanto la maggior parte dei parchi beneficia ancora del meccanismo incentivante a due vie.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 84 Euro/MWh, in riduzione rispetto ai 96 Euro/MWh dell'anno precedente in quanto i nuovi parchi acquisiti sono al momento venduti a mercato in attesa di entrare nella tariffa incentivante.

Il margine operativo lordo *adjusted* in Francia del primo semestre 2024 è pari a 30 milioni, in riduzione rispetto al primo semestre 2023 (42 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Investimenti

Gli investimenti in Francia del primo semestre 2024 (118 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione avvenuta a gennaio 2024 di impianti eolici e fotovoltaici per 73 MW (84 milioni), di cui 44 MW già avviati e 29 MW entrati in operatività nel corso del secondo trimestre, oltre alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (59 MW) con entrata in esercizio prevista nel secondo semestre 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".

- Connessione alla piattaforma Europea PICASSO**

La connessione di RTE alla piattaforma PICASSO per la regolazione aFRR era prevista per luglio 2024, ma a causa dei problemi riscontrati e delle riforme necessarie, è stata posticipata al quarto trimestre del 2024 "al più presto". Questo ritardo è dovuto ai prezzi estremi osservati regolarmente (fino a +/- 15.000 €/MWh) e alla sospensione della partecipazione di TERNIA dal 15 marzo 2024. CRE ha condizionato la connessione di RTE a PICASSO all'implementazione delle misure europee di mitigazione dei prezzi da parte di ACER (delibera del 29/02/2024).

Germania – Eolico

Anno		1° semestre		
2023	Risultati Operativi	2024	2023	Δ
327	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	327	327	-
629	Produzioni (GWh)	315	306	9
22%	Load Factor % ⁽²⁾	22%	21%	1%
140	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	91	152	(61)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel primo semestre 2024 la produzione di energia elettrica in Germania risulta pari a 315 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2023 (306 GWh) grazie alla maggiore ventosità registrata nel periodo.

Anno		1° semestre		
2023	Risultati economici	2024	2023	Δ
	(milioni di euro)			
89	Ricavi adjusted	30	47	(17)
68	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	20	37	(17)
(20)	Ammortamenti e svalutazioni	(10)	(11)	1
48	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	9	26	(16)
3	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	0	1
76%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	66%	89%	-22%

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

I ricavi registrati nel primo semestre 2024 risultano pari a 30 milioni, in sensibile riduzione rispetto all'analogo periodo 2023 (47 milioni), prevalentemente per effetto del minor prezzo catturato in quanto le produzioni sono vendute tramite contratti CfD a una via e nel 2023 riflettevano prezzi di copertura elevati.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 91 Euro/MWh, risultano pertanto in contrazione rispetto al primo semestre 2023 (152 Euro/MWh).

Il **marginale operativo lordo *adjusted*** in Germania del **primo semestre 2024** è pari a 20 milioni, in riduzione rispetto al primo semestre 2023 (37 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

UK & Nordics – Eolico

Anno		1° semestre		
2023	Risultati Operativi	2024	2023	Δ
311	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	311	311	-
455	Produzioni (GWh)	303	218	85
18%	Load Factor % ⁽²⁾	22%	25%	-2%
111	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	67	75	(8)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2024** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 303 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2023 (218 GWh), principalmente grazie al contributo degli asset che ad inizio 2023 erano in fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni e alla maggior ventosità riscontrata nel periodo.

Anno		1° semestre		
2023	Risultati economici	2024	2023	Δ
	(milioni di euro)			
54	Ricavi <i>adjusted</i>	30	19	11
38	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	16	11	5
(13)	Ammortamenti e svalutazioni	(9)	(6)	(3)
25	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	8	6	2
45	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	10	22	(12)
71%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	55%	68%	-13%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2024** risultano pari a 30 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2023 (19 milioni), principalmente per effetto delle maggiori produzioni registrate. I ricavi netti unitari si attestano a 67 Euro/MWh, in contrazione rispetto al medesimo periodo del 2023 (75 Euro/MWh) per effetto dei minori prezzi di mercato.

Il **marginale operativo lordo *adjusted*** nell'area UK & Nordics del **primo semestre 2024** si attesta a 16 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2023 (11 milioni).

Gli ammortamenti del periodo (9 milioni) risultano in aumento rispetto al primo semestre 2023 (6 milioni) per effetto del pieno contributo dei parchi eolici in UK & Nordics entrati in operatività nel corso del 2023.

Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics del **primo semestre 2024** si riferiscono alle attività di costruzione di un nuovo parco eolico di 47 MW in Nord Irlanda.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

● Mercato dei servizi ancillari

Lo scorso 8 febbraio l'autorità di regolazione britannica Ofgem ha approvato il progetto definitivo per il servizio Balancing Reserve presentato dal National Grid Electricity Systems Operator (ESO) nel dicembre 2023.

Le energie rinnovabili, come l'eolico onshore, possono partecipare al servizio fornendo una riserva di bilanciamento positiva o negativa, con prevedibile preferenza per gli impianti eolici al servizio «a scendere». Il progetto approvato rende la Balancing Reserve più accessibile agli asset di stoccaggio a batteria e alle risorse energetiche flessibili distribuite.

Il Go-live del servizio è avvenuto il 12 marzo 2024.

A marzo l'ESO ha previsto un nuovo design a partire dal 2024/25 per alcuni dei servizi di regolazione della frequenza della rete elettrica. Tra questi la Quick Reserve

positiva e negativa, di cui a giugno l'ESO ha comunicato il go-live, con la prima asta giornaliera prevista entro novembre 2024 e accessibile agli impianti di energie rinnovabili che partecipano già al mercato di bilanciamento (Balancing Mechanism Units).

● Update TNUoS

Il regolatore dell'energia del Regno Unito, Ofgem, ha pubblicato aggiornamenti sulle riforme delle tariffe per l'Uso della Rete di Trasmissione (TNUoS). Le tariffe per l'Uso del Sistema di Rete di Trasmissione (TNUoS) sono progettate per recuperare i costi di installazione e manutenzione del sistema di trasmissione in Inghilterra, Galles, Scozia e offshore. Esse si applicano ai generatori e ai fornitori collegati alla rete di trasmissione per l'uso delle reti di trasmissione.

Secondo Ofgem, i feedback ricevuti dagli *stakeholder* hanno confermato la necessità di una riforma delle tariffe di trasmissione.

● Piano Beyond 2030 e Future System Operator

Il National Grid Electricity Systems Operator (ESO) ha pubblicato un rapporto, "Beyond 2030", che raccomanda un investimento aggiuntivo di 58 miliardi di sterline nella rete elettrica del Regno Unito per soddisfare la crescente nord-est dell'Inghilterra, con l'intento di alleviare la congestione al confine tra Scozia e Inghilterra. L'ente regolatore dell'energia del Regno Unito, Ofgem, ha dato l'approvazione provvisoria per le spese necessarie per l'autostrada sottomarina HVDC, Eastern Green Link 2 (EGL2), che dovrebbe essere operativa entro il 2029. Questo è un piano di transizione prima dello sviluppo del assumerà le competenze che l'Energy Act 2023 ha attribuito ad un Future System Operator (FSO), inclusa

domanda di elettricità decarbonizzata. Nel rapporto, l'ESO afferma che il piano faciliterà il collegamento di ulteriori 21 GW di eolico offshore in sviluppo al largo della costa scozzese, aumentando la capacità potenziale di eolico offshore del Regno Unito a 86 GW entro il 2035.

Il piano prevede una "spina dorsale elettrica ad alta capacità" che correrà dal nord-est della Scozia fino al

Centralised Strategic Network Plan, che sarà pubblicato nel 2026 dalla nuova organizzazione che dall'estate 2024 sostituirà l'ESO, il National Energy System Operator (NESO), nel suo ruolo di Independent System Operator and Planner (ISOP).

Il NESO sarà una società pubblica indipendente che

quella di ISOP non soltanto per l'energia elettrica ma anche per il gas.

Spagna- Solare

Anno		1°semestre		
2023	Risultati Operativi	2024	2023	Δ
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	117	149
213	Produzioni (GWh)	247	91	157
21%	Load Factor % ⁽²⁾	21%	18%	4%
123	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	40	130	(90)

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2024** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 247 GWh, in aumento rispetto alla produzione registrata nel medesimo periodo del 2023 principalmente per effetto perimetro (+155 GWh).

Anno		1°semestre		
2023	Risultati economici	2024	2023	Δ
	(milioni di euro)			
27	Ricavi adjusted	10	12	(2)
20	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	6	10	(4)
(6)	Ammortamenti e svalutazioni	(6)	(2)	(4)
15	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	(0)	7	(8)
190	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	182	(182)
74%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	54%	79%	-24%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2024** risultano pari a 10 milioni in riduzione rispetto all'anno precedente (12 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato particolarmente penalizzati nelle ore giornaliere rispetto ad un 2023 che aveva beneficiato di prezzi di copertura elevati. Ne risulta che i ricavi netti unitari si attestano a 40 Euro/MWh, in riduzione rispetto a quelli dell'anno precedente (130 Euro/MWh).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **primo semestre 2024** si attesta a 6 milioni, in contrazione rispetto al primo semestre 2023 (10 milioni).

Gli ammortamenti del periodo (6 milioni) risultano in aumento rispetto al primo semestre 2023 (2 milioni) per il contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel corso del 2023 (174 MW) ed entrati in operatività nel corso del secondo semestre 2023.

East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) – Eolico

Anno		1° semestre		
2023	Risultati Operativi	2024	2023	Δ
266	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	266	266	-
742	Produzioni (GWh)	372	376	(4)
32%	Load Factor % ⁽²⁾	32%	32%	0%
91	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	85	100	(15)

(1) potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo semestre 2024** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 372 GWh, sostanzialmente in linea al medesimo periodo del 2023 (376 GWh) caratterizzato da maggiore ventosità in Polonia e minore in Romania e Bulgaria.

Anno		1° semestre		
2023	Risultati economici	2024	2023	Δ
	(milioni di euro)			
73	Ricavi adjusted	34	40	(6)
49	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	26	30	(4)
(18)	Ammortamenti e svalutazioni	(9)	(9)	(0)
31	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	17	21	(5)
2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	(0)
67%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	76%	75%	1%

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

I **ricavi** registrati nel **primo semestre 2024** pari a 34 milioni, in lieve riduzione rispetto all'analogo periodo 2023 (40 milioni), principalmente per effetto della riduzione dei prezzi di cessione dell'energia.

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 85 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al primo semestre 2023 (100 Euro/MWh).

Si precisa che a partire da aprile 2024 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 400 lei/MWh, pari circa a 80 Euro/MWh (450 lei/MWh nel 2023 e fino al 31 marzo 2024).

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **primo semestre 2024** è pari a 26 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2023 (30 milioni).

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

Romania

Quote d'obbligo e valore Certificati Verdi 2024

Lo scorso 20 dicembre è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale l'Ordinanza ANRE n. 107/2023 con la quale è stabilita, tra l'altro, la quota obbligatoria stimata per l'acquisto dei certificati verdi per l'anno 2024.

- 0,4944765 certificati verdi/MWh, secondo la tabella

Indicators	U.M.	Value
Estimated average impact of green certificates in 2024	Euro / MWh	14,5
Average rate of the National Bank of Romania – 11 months 2023	Lei / Euro	4,9443
Estimated final electricity consumption for the year 2024	MWh	45.715.703,641

per la negoziazione dei certificati verdi:

- Prezzo minimo: 145,4271 lei/CV (29,4 euro/CV), precedente 144,9861 lei/CV
- Prezzo massimo: 173,1275 lei/CV (35 euro/CV).

Bulgaria

Definizione valore incentivi periodo regolatorio 1° luglio 2024 – 30 giugno 2025

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 2024 – 30 giugno 2025, l'Autorità nazionale bulgara ha stimato un valore dei prezzi di mercato FMP per l'energia wind pari a 166,71 BGN/MWh.

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

L'OPCOM ha successivamente pubblicato i nuovi valori limite

Stati Uniti – Eolico e Solare

Come indicato nelle premesse, la presente Relazione semestrale riflette gli impatti del consolidamento integrale del portafoglio eolico e solare acquisito negli Stati Uniti (per complessivi 317 MW) a partire dal 1° aprile 2024.

Risultati Operativi	1° semestre		
	2024	2023	Δ
Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	317	-	317
<i>Eolico</i>	<i>224</i>	-	<i>224</i>
<i>Solare</i>	<i>92</i>	-	<i>92</i>
Produzioni (GWh)	263	-	263
<i>Eolico</i>	<i>213</i>	-	<i>213</i>
<i>Solare</i>	<i>50</i>	-	<i>50</i>
Load Factor % ⁽²⁾			
<i>Eolico</i>	<i>43%</i>	-	<i>43%</i>
<i>Solare</i>	<i>24%</i>	-	<i>24%</i>
Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	25	-	25
<i>Eolico</i>	<i>21</i>	-	<i>21</i>
<i>Solare</i>	<i>44</i>	-	<i>44</i>
Ricavi netti unitari incluso PTC (Euro/MWh)	50	-	50
<i>Eolico</i>	<i>51</i>	-	<i>51</i>
<i>Solare</i>	<i>44</i>	-	<i>44</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).

A partire dal 1° aprile 2024 la **produzione di energia** negli Stati Uniti risulta pari a 263 GWh (di cui 213 GWh da fonte eolica e 50 da fonte solare).

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

Risultati economici (milioni di euro)	1° semestre		
	2024	2023	Δ
Ricavi adjusted	7	-	7
<i>Eolico</i>	4	-	4
<i>Solare</i>	2	-	2
Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	12	-	12
<i>Eolico</i>	10	-	10
<i>Solare</i>	2	-	2
Ammortamenti e svalutazioni	(7)	-	(7)
<i>Eolico</i>	(6)	-	(6)
<i>Solare</i>	(1)	-	(1)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	6	-	6
<i>Eolico</i>	5	-	5
<i>Solare</i>	1	-	1
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	235	-	235
<i>Eolico</i>	182	-	182
<i>Solare</i>	53	-	53
Ebitda Margin % ⁽¹⁾	184%	-	184%
<i>Eolico</i>	228%	-	228%
<i>Solare</i>	94%	-	94%
Ricavi adjusted e Altri proventi (PTC)	13	-	13
<i>Eolico</i>	11	-	11
<i>Solare</i>	2	-	2
Ebitda Margin % ⁽²⁾	93%	-	93%
<i>Eolico</i>	93%	-	93%
<i>Solare</i>	94%	-	94%

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

(2) rapporto del margine operativo lordo *adjusted* sui ricavi della gestione caratteristica e Altri proventi (PTC).

I **ricavi** di vendita dell'energia registrati a partire dalla data di consolidamento, risultano pari a 7 milioni.

I **ricavi e altri proventi (PTC)** risultano pari a 13 milioni e comprendono, oltre ai ricavi sopracitati, 6 milioni relativi al provento Production Tax Credit contabilizzato alla voce "Altri proventi" e calcolato sulla base della produzione di energia registrata nel periodo dal parco eolico.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** negli Stati Uniti del **primo semestre 2024** è pari a 12 milioni e risulta influenzato dal prezzo dei PPA e dal provento sopracitato.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

USA

● ORDER NO. 1920 ON TRANSMISSION PLANNING

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha introdotto una nuova norma per garantire che la rete di trasmissione possa soddisfare la crescente domanda di elettricità. L'Ordine n. 1920 rappresenta la prima volta in più di un decennio che la FERC affronta la politica di trasmissione regionale e la prima volta in assoluto che la Commissione si occupa esplicitamente della necessità di una pianificazione a lungo termine della trasmissione.

La nuova norma adotta requisiti specifici affinché i fornitori di trasmissione conducano una pianificazione a lungo termine delle infrastrutture di trasmissione regionale e determinino come finanziarle.

Prospetti contabili e altre informazioni

Conto Economico

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici *reported*, sia i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli *special items*. Si precisa che dal 2024 i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 sono pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

Si precisa inoltre che:

- le neoacquisite società statunitensi, titolari di impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 317 MW, sono state consolidate integralmente a partire dal 1° aprile 2024;
- le società acquisite in Francia titolari di impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 73,2 MW sono consolidate integralmente dal 1° gennaio 2024.

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

(milioni di Euro)		Reported			Adjusted		
		1° semestre			1° semestre		
Conto Economico		2024	2023	Δ	2024	2023	Δ
Ricavi	1	386	370	16	386	370	16
Altri proventi	2	19	12	6	19	12	6
Ricavi Totali		405	382	23	405	382	23
Costi per acquisti e variazione delle rimanenze	3	(6)	(6)	(1)	(6)	(6)	(1)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(96)	(82)	(14)	(89)	(80)	(9)
Costi del lavoro		(28)	(25)	(3)	(28)	(25)	(3)
Margine Operativo Lordo		274	269	5	281	271	10
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(128)	(113)	(15)	(127)	(113)	(14)
Risultato operativo netto		146	156	(10)	154	158	(4)
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(9)	(13)	4	(9)	(8)	(1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0)	5	(5)	0	(0)	0
Risultato prima delle imposte		137	148	(11)	144	149	(5)
Imposte sul reddito	7	(7)	(33)	25	(38)	(34)	(4)
Risultato netto attività continue		129	116	14	107	115	(9)
Risultato di azionisti terzi		(1)	(1)	(0)	(1)	(1)	(0)
Risultato netto attività continue di Gruppo		128	115	14	106	114	(9)
Risultato netto attività cedute	8	0	(36)	36	0	(8)	8
Risultato netto di Gruppo		128	79	50	106	107	(1)

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), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC) e i *Power Purchase Agreements* (PPA), contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati, al momento attivi nell'eolico in Italia, Francia, Regno Unito, Spagna e Stati Uniti;
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici e solari in funzione.

I **ricavi reported del primo semestre 2024** sono pari a 386 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2023 (370 milioni), principalmente a seguito del contributo derivante dalla maggiore capacità in esercizio e dall'incentivo GRIN in un contesto di maggiore ventosità riscontrata nel periodo in alcune geografie. I maggiori volumi di produzioni sono stati in parte compensati dai minori prezzi di mercato, sensibilmente inferiori rispetto al primo semestre 2023. Il minore scenario di mercato impatta solo in parte sui risultati in quanto il Gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti di Power Purchase Agreement (PPA) a condizioni di prezzo prestabilite e contratti finanziari.

Si ricorda che i ricavi del primo semestre 2023 includevano gli effetti correlati agli **Interventi normativi in**

materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (*clawback measure and windfall tax*), che avevano comportato restituzioni nel primo semestre 2023 pari a 7 milioni, mentre si rilevano impatti non significativi nel primo semestre 2024 in considerazione dello scenario di mercato.

2 - Altri proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese e il parziale rilascio di fondi rischi. A partire dal secondo trimestre 2024 la voce include anche 6,4 milioni di proventi da PTC (Production Tax Credit) strumento di incentivazione tipico del mercato delle rinnovabili degli Stati Uniti, previsti dagli accordi di Tax Equity Partnership.

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, ai canoni di locazione, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

I valori *adjusted* nel primo semestre 2024 non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 6 milioni.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti *adjusted* (127 milioni) si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici, in aumento rispetto al primo semestre 2023 (113 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset acquisiti nel periodo (11 milioni) e sviluppati internamente (6 milioni) in parte compensato dall'allungamento della vita utile degli asset eolici esteri (-2 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime extension", avviati a partire dal secondo trimestre 2023.

La voce include inoltre gli ammortamenti IFRS 16 pari a 6 milioni nel primo semestre 2024 (4 milioni nel primo semestre 2023).

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti adjusted** del primo semestre 2024 sono stati pari a 9 milioni, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2023 (8 milioni)¹, per l'effetto legato ai meccanismi di rendicontazione del Tax Equity Partner del portafoglio USA. La voce include inoltre gli oneri finanziari relativi all'applicazione dell'IFRS 16 (4,5 milioni nel primo semestre 2024 rispetto ai 3,4 milioni del primo semestre 2023) e gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo trimestre 2024 si è attestato all'1,5% rispetto all'1,3% del primo semestre 2023.

7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito reported** sono pari a 7 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai 33 milioni del primo semestre 2023 principalmente a seguito del beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione² (28 milioni) solo in parte compensato dal venir meno dal 2024 del beneficio fiscale in Italia dell'ACE³ (Aiuto alla crescita economica).

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 38 milioni, in aumento rispetto ai 34 milioni del primo semestre 2023 principalmente a seguito del venir meno dal 2024 del beneficio fiscale in Italia dell'ACE⁴ (Aiuto alla crescita economica). Si precisa che i valori *adjusted* non includono il beneficio derivante dall'affrancamento dell'avviamento nell'ambito di operazioni di fusione (28 milioni).

Il tax rate *adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 26% (23% nel primo semestre 2023).

8 - Risultato netto attività cedute

Il **Risultato netto delle attività cedute** del primo semestre 2023 include il risultato della società ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, ceduto in data 17 ottobre 2023.

¹ Si ricorda che nel primo semestre 2023 gli oneri finanziari netti reported includevano gli oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di due project financing.

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

³ Aiuto alla crescita economica (ACE), abrogato dall'art.5 del D.Lgs. 30 dicembre 2023 n. 216.

⁴ Aiuto alla crescita economica (ACE), abrogato dall'art.5 del D.Lgs. 30 dicembre 2023 n. 216.

Situazione Patrimoniale

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

30/06/2023	Stato Patrimoniale riclassificato		30/06/2024	31/12/2023
	(milioni di Euro)			
3.970	Capitale immobilizzato	1	4.812	4.023
78	Capitale circolante operativo netto	2	50	56
(4)	Fondi per benefici ai dipendenti		(3)	(4)
303	Altre attività	3	359	241
(673)	Altre passività	4	(905)	(560)
3.674	Capitale investito netto attività continue		4.313	3.757
133	Capitale investito netto attività cedute ⁽¹⁾		-	-
3.806	Capitale investito netto		4.313	3.757
2.068	Patrimonio netto di Gruppo		2.103	2.133
8	Patrimonio netto di terzi	5	85	7
1.516	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	6	1.912	1.445
174	Passività per leasing	6	213	172
1.690	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	6	2.125	1.617
41	Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	-	-
3.806	Mezzi propri e debiti finanziari		4.313	3.757

1) Al 30 giugno 2023, il contributo patrimoniale del business termoelettrico è riclassificato alla voce Capitale investito netto attività cedute, mentre l'indebitamento finanziario netto del business termoelettrico è riclassificato alla voce "Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations".

1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2023	1.403	2.569	51	4.023
Investimenti	2	123	0	124
Variazioni area di consolidamento	223	507	0	729
Altre variazioni e disinvestimenti	1	19	(0)	20
Ammortamenti	(37)	(91)	0	(128)
Right-of-use assets	-	44	-	44
Capitale immobilizzato al 30/06/2024	1.590	3.170	51	4.812

La riga **Investimenti** si riferisce alle attività di costruzione del Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica e alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW), Francia (59 MW), UK (47 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).

La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto delle acquisizioni avvenute nel corso del semestre negli Stati Uniti (317 MW) ed in Francia (73,2 MW).

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.

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

5 - Patrimonio Netto di terzi

Le *minorities* sono relative alla partecipazione non totalitaria (75%) nella neocostituita joint venture di diritto statunitense, nella quale è stato conferito il portafoglio eolico e solare acquisito nel mese di aprile 2024, e alla partecipazione non totalitaria (59%) in due neoacquisite società solari in Francia⁵ e alla partecipazione non totalitaria (78,5%) in Andromeda PV S.r.l., acquisita nel 2019.

6 - Indebitamento finanziario netto

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

La passività per leasing, al 30 giugno 2024, è pari a 213 milioni (172 milioni al 31 dicembre 2023). L'incremento del semestre è dovuto alla variazione dell'area di consolidamento a seguito delle acquisizioni perfezionate negli Stati Uniti ed in Francia nel corso del primo semestre 2024.

30/06/2023	Riepilogo indebitamento del Gruppo	30/06/2024	31/12/2023
	(milioni di Euro)		
2.022	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.642	1.999
(507)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	270	(554)
1.516	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.912	1.445
174	Passività per leasing	213	172
1.690	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.125	1.617
41	Totale indebitamento Discontinued Operations	0	0
1.730	Totale indebitamento finanziario netto	2.125	1.617

⁵ L'acquisizione è stata perfezionata nel mese di gennaio 2024.

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

30/06/2023	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	30/06/2024	31/12/2023
	(milioni di Euro)		
329	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	419	329
1.593	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.108	1.606
1.922	Totale	1.527	1.935
188	Totale Project Financing	169	98
(20)	Quota corrente Project Financing	(32)	(17)
168	Project Financing a medio-lungo termine	137	81
(68)	Crediti finanziari a medio-lungo termine	(22)	(17)
2.022	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine ante IFRS 16	1.642	1.999
168	Passività per leasing	206	166
2.190	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	1.848	2.165
2.190	TOTALE	1.848	2.165

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 30 giugno 2024 sono pari a 419 milioni e si riferiscono a quattro *Sustainable bilateral linked loans*, di cui uno sottoscritto nel primo trimestre 2024 per 90 milioni nominali. I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1 milione).

I **Debiti finanziari a medio-lungo termine**, pari a 1.108 milioni, si riferiscono principalmente alla passività derivante dal collocamento di due prestiti obbligazionari, rispettivamente di importo nominale pari a 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). Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (6 milioni).

Il terzo prestito obbligazionario (pari a 500 milioni) è stato riclassificato nell'indebitamento a breve termine in quanto è previsto il rimborso entro i prossimi dodici mesi.

La voce include inoltre passività correlate a componenti differite di corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (13 milioni).

I debiti per **Project Financing** pari a 169 milioni⁶ al 30 giugno 2024 sono relativi a:

- finanziamenti per 74 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di due impianti fotovoltaici in Centro Italia;
- finanziamenti per 18 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;
- finanziamenti per 77 milioni erogati per la costruzione di parchi eolici e fotovoltaici in Francia, nell'ambito della recente acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2024.

I **Crediti finanziari a medio-lungo termine** pari a 22 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.

⁶ Tali passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

30/06/2023	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	30/06/2024	31/12/2023
	(milioni di Euro)		
47	Finanziamenti bancari a breve termine	111	132
	Quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine	498	0
45	Altri debiti finanziari a breve termine	33	37
93	Passività finanziarie a breve termine	642	169
(459)	Disponibilità liquide ⁽¹⁾	(283)	(459)
(134)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(100)	(272)
(594)	Attività finanziarie a breve termine	(383)	(731)
20	Project Financing a breve termine	32	17
(25)	Disponibilità liquide	(21)	(9)
(6)	Project Financing	10	8
(507)	Totale indebitamento finanziario netto a breve termine ante IFRS 16	270	(554)
6	Passività per leasing	7	6
(500)	Totale indebitamento finanziario a medio-lungo termine post IFRS 16	277	(548)
41	Totale indebitamento finanziario breve termine Discontinued Operations	0	-
(460)	TOTALE	277	(548)

(1) Il dato relativo al 30 giugno 2023 include l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 5 relativamente alle disponibilità liquide del business termoelettrico.

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

Come sopra commentato, la quota corrente dei debiti finanziari a medio-lungo termine include un prestito obbligazionario (pari a 500 milioni) riclassificato nell'indebitamento a breve termine in quanto è previsto il rimborso entro i prossimi dodici mesi.

Gli **Altri debiti finanziari a breve termine** comprendono principalmente i ratei per interessi passivi su Bond e *Corporate Loans* (13 milioni) oltre ad una passività finanziaria, iscritta in sede acquisizione, riconducibile al perimetro degli Stati Uniti (16 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono principalmente gli impieghi a breve di liquidità per 82 milioni, la quota a breve termine delle attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 11 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 *ante IFRS 16* al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo. L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

Anno 2023	(milioni di Euro)	1° semestre	
		2024	2023
534	Margine operativo lordo adjusted	281	271
(19)	Variazione capitale circolante	(62)	54
501	Cash Flow operativo	219	325
(305)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(124)	(130)
(184)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(319)	(182)
5	Incasso cessione business dismessi	-	-
6	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	0	1
(1)	Altre variazioni e disinvestimenti	(9)	(1)
(478)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(453)	(311)
(6)	Proventi (oneri) finanziari	(6)	(5)
(5)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	-	(4)
(0)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	(0)
88	Incasso distribuzione riserve ERG Power ⁽¹⁾	-	-
77	Cash Flow da gestione finanziaria	(6)	(9)
(26)	Cash Flow da gestione fiscale	(53)	(8)
(154)	Distribuzione dividendi	(148)	(152)
(61)	Programma acquisto azioni proprie (Buy back)	(37)	-
131	Altri movimenti di patrimonio netto	11	74
(85)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(173)	(79)
74	Variazione area di consolidamento	-	-
24	Cash Flow Termo	-	58
1.533	Indebitamento finanziario netto iniziale "Attività continue"	1.445	1.533
(88)	Variazione netta	467	24
1.445	Indebitamento finanziario netto totale ante IFRS 16	1.912	1.556
-	(+ Posizione finanziaria netta business Termo)	-	(41)
1.445	Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16	1.912	1.516
172	Passività per leasing	213	174
1.617	Indebitamento finanziario netto post IFRS 16	2.125	1.690

(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.

Il **Cash flow operativo** del primo semestre 2024 è positivo per 219 milioni, in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2023 (325 milioni) principalmente per le dinamiche puntuali del circolante. Si ricorda che il comparativo 2023 beneficiava dell'effetto positivo dovuto alla regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura.

Il **Cash flow da investimenti** del primo semestre 2024 si riferisce agli impatti correlati all'acquisizione negli Stati Uniti di parchi eolici e fotovoltaici (317 MW) ed in Francia (73 MW), al Repowering sui parchi italiani per circa 177 MW di nuova capacità eolica e alla costruzione di parchi Greenfield in Italia (47 MW) Francia (59 MW) e UK (47 MW) e all'avvio delle attività del primo progetto di Storage (13 MW).

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

Il **Cash flow da gestione fiscale** si riferisce al versamento delle imposte⁷.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce ai dividendi distribuiti agli azionisti (148 milioni), all'impatto del programma di acquisto azioni proprie⁸ (37 milioni), ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati oltreché alla riserva di traduzione cambi.

La variazione della **Passività per Leasing** è riconducibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento per le acquisizioni negli Stati Uniti e in Francia, avvenute nel corso del primo semestre 2024.

⁷ L'importo include il pagamento dell'imposta sostitutiva sull'affrancamento sui plusvalori afferenti alle business combinations Siena e Donatello, avvenute nel corso del 2022.

⁸ Il programma di acquisto azioni proprie è stato avviato nel quarto trimestre 2023 e si è 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);
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo *adjusted* e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori *adjusted* delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività cedute relative al business termoelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività cedute".
- Il **Risultato netto attività continue adjusted** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items), al netto dei relativi effetti fiscali.
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato

netto attività continue adjusted con l'esclusione del risultato degli azionisti terzi.

- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, con l'inclusione delle operazioni di Merger & Acquisition e non inclusivo dei Right of Use assets.
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (*Guidelines on Prospectus disclosures*) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo inoltre la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati.
Per maggiore chiarezza, l'indebitamento finanziario netto viene indicato nella duplice misura «ante IFRS 16», escludendo la passività legata all'applicazione dell'IFRS 16, e «post IFRS 16», includendo la suddetta passività. I dati comparativi al 30 giugno 2023 si riferiscono al perimetro delle attività continue, escludendo pertanto l'indebitamento del business termoelettrico, ceduto nell'ottobre 2023.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 e il capitale investito netto, non inclusivo dei Right of Use assets.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

IFRS 16

A partire dal 2024 il Gruppo, in linea con la prassi di settore, include nei propri risultati economici *adjusted* anche gli effetti dell'IFRS 16. I dati comparativi sono stati riesposti in coerenza con il nuovo approccio.

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

Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

Anno 2023	MARGINE OPERATIVO LORDO (importi in milioni)	Note	1° semestre 2024 2023	
529	Margine operativo lordo		274	269
	Esclusione Special Items:			
4	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	1	6	1
1	- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi	2	0	1
534	Margine operativo lordo adjusted		281	271
Anno 2023	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (importi in milioni)		1° semestre 2024 2023	
(225)	Ammortamenti e svalutazioni		(128)	(113)
	Esclusione Special Items:			
2	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	3	1	-
	- Storno oneri correlati a Business dismessi	5	-	-
(223)	Ammortamenti adjusted		(127)	(113)
Anno 2023	RISULTATO NETTO DI GRUPPO (importi in milioni)		1° semestre 2024 2023	
214	Risultato netto attività continue di Gruppo		128	115
	Esclusione Special Items:			
3	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	1	4	1
(4)	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	2	0	(5)
2	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	3	1	-
4	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	4	-	3
6	Esclusione Tax Asset UK e imposta sostitutiva Wind&Solar Italy	5	(28)	-
1	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	6	-	1
226	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		106	114

1. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine.
2. Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo.
3. Oneri correlati a progetti di Repowering e Revamping in Italia già oggetto di svalutazione nel periodo precedente.
4. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
5. Storno beneficio dell'imposta sostitutiva derivante dall'affrancamento degli avviamenti per fusione nelle Business combination Siena e Donatello acquisite nel corso del 2022.
6. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo semestre 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milione. 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.

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

Si ricorda che 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.

A seguito dell'andamento dello scenario prezzi nel periodo di riferimento, non si rilevano restituzioni di importo significativo nel corso del primo semestre 2024 dall'applicazione di tali misure.

Si ricorda che, nel primo semestre 2023, tale impatto negativo era stato pari a 7 milioni sul margine operativo lordo (6 milioni sul risultato netto delle attività continue di Gruppo).

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

Conto Economico 1° semestre 2024

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

Si precisa che, a partire dall'esercizio corrente, i risultati economici *adjusted* includono gli impatti contabili dell'IFRS 16. I risultati comparativi del 2023 sono pertanto riesposti in coerenza con il nuovo approccio definito dal Gruppo.

Di seguito la riconciliazione degli effetti sopra descritti:

Conto Economico 1° semestre 2023

(milioni di Euro)	Valori indicati nella Relazione Semestrale Abbreviata	IFRS 16	Conto economico adjusted
Ricavi	370		370
Altri proventi	12		12
Ricavi totali	382		382
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(6)		(6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(88)	7	(80)
Costi del lavoro	(25)		(25)
Margine operativo lordo	263	7	271
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(109)	(4)	(113)
Risultato operativo	155	3	158
Proventi (oneri) finanziari netti	(5)	(4)	(8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0)		(0)
Risultato prima delle imposte	150	(0)	149
Imposte sul reddito	(34)		(34)
Risultato netto attività continue	116	(0)	115
Risultato di azionisti terzi	(1)		(1)
Risultato netto attività continue di Gruppo	115	(0)	114
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(8)		(8)
Risultato netto di Gruppo	107	(0)	107

Fatti di rilievo dopo la chiusura del semestre

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
10 luglio 2024	Italia	Corporate	MSCI Inc., una delle principali ESG Rating Agency a livello mondiale, ha confermato il rating "AAA" per ERG e il posizionamento nella categoria "Leader". ERG si è collocata tra le migliori 14 Utilities a livello internazionale, tra le 137 del settore analizzate da MSCI per le performance ESG, e le oltre 2800 aziende a livello globale.
24 luglio 2024	Francia	Eolico	ERG ha completato la costruzione e avviato l'energizzazione del parco eolico di Saint-Maurice-La Clouere, per una potenza complessiva di 9 MW.

Evoluzione prevedibile della gestione

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 viene 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 Euro/MWh rispetto ad un valore nullo nel 2023, al pieno contributo derivante dai due parchi Repowering entrati in esercizio nel corso del 2023 e di un parco repowering entrato in esercizio ad aprile 2024 per complessivi 107 MW di nuova capacità aggiuntiva (193 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 un ulteriore parco Repowering previsto in esercizio nell'ultima parte dell'anno per complessivi 50 MW (76 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 derivante dall'acquisizione in USA da aprile 2024 (224 MW) e da quella effettuata in Francia a gennaio 2024 (24 MW), oltre all'entrata in esercizio nel secondo semestre dell'anno di due parchi di nuova costruzione in Francia (41 MW).

Il margine operativo lordo Solare è previsto sostanzialmente in linea al 2023 principalmente per effetto del contributo derivante dal parco acquisito in USA da aprile 2024 (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). Tali effetti saranno in gran parte compensati dai minori prezzi in Spagna.

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

Guidance 2024

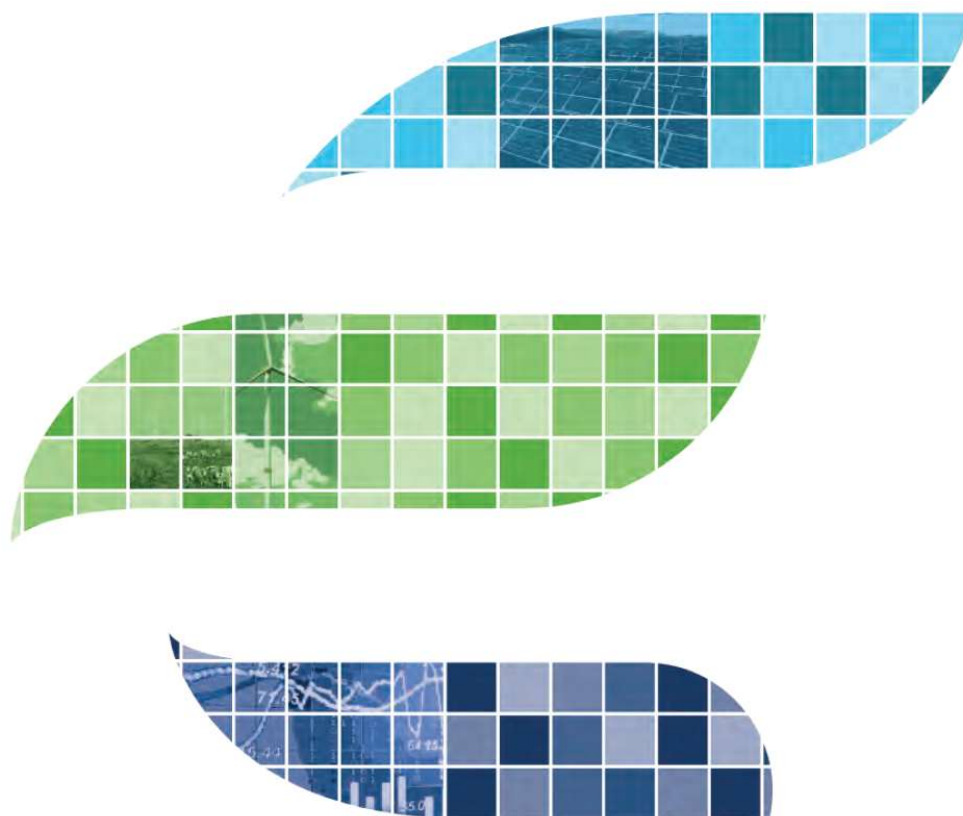
Per l'esercizio 2024, a livello di Gruppo, si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 520 e 580 milioni, in aumento rispetto al risultato 2023 (534 milioni, comprensivo dell'applicazione dell'IFRS 16). Gli investimenti risultano in un range compreso tra 550 e 600 milioni (489 milioni 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 a fine 2024 è atteso nel range tra 1.750 e 1.850 milioni (1.445 milioni a fine 2023), inclusivo degli investimenti del periodo, della distribuzione del dividendo ordinario di 1 Euro per azione, della conclusione dell'operazione di riacquisto azioni proprie e del pagamento dell'imposta sostitutiva per l'affrancamento degli avviamenti delle ultime acquisizioni in Italia non prevista nella precedente guidance.

Genova, 2 agosto 2024

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente

(firmato in originale)

Edoardo Garrone



2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2024

Prospetto di conto economico ⁽¹⁾ ⁽²⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2024	1° semestre 2023
Ricavi	1	386.127	369.807
Altri proventi	2	18.572	12.242
Costi per acquisti	3	(6.443)	(5.718)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(95.532)	(82.025)
Costi del lavoro	5	(28.432)	(25.455)
MARGINE OPERATIVO LORDO		274.291	268.850
Ammortamenti Attività Immateriali	20	(37.482)	(33.085)
Ammortamenti Immobili, impianti e macchinari e Attività per diritti d'utilizzo	20	(90.564)	(79.693)
RISULTATO OPERATIVO NETTO		146.246	156.072
Proventi finanziari	36	43.732	118.589
Oneri finanziari	36	(53.070)	(131.424)
Proventi (oneri) finanziari netti		(9.338)	(12.835)
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	23	-	5.141
Proventi (oneri) da partecipazioni		-	5.141
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		136.908	148.379
Imposte sul reddito	40	(7.443)	(32.501)
RISULTATO NETTO ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO		129.465	115.878
Risultato netto attività cessate		-	(36.260)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		129.465	79.619
Risultato di azionisti terzi	29	1.103	1.071
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		128.362	78.547

(Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023
Utile per azione attività operative base e diluito ⁽³⁾	0,885	0,775
Utile per azione attività operative cessate ⁽³⁾	-	-0,242
Utile di Gruppo per azione base e diluito ⁽³⁾	0,878	0,525

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

⁽²⁾ I dati comparativi 2023 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 con riferimento alla avvenuta cessione del Business Termoelettrico, perfezionata in data 17 ottobre 2023. Per maggiori dettagli sull'operazione si rimanda alla Relazione Finanziaria Annuale 2023.

⁽³⁾ Calcolato sulla base del numero medio di azioni in circolazione del periodo pari a 146.221.684 (149.537.920 nel periodo comparativo). Non si segnalano differenze tra gli indicatori di utili per azione base e diluito.

Prospetto di conto economico complessivo ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2024	1° semestre 2023
Risultato netto del periodo		129.465	79.619
Variazioni che saranno riclassificate a conto economico			
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		24.005	110.941
Imposte sul reddito riferite alla copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		(6.937)	(32.034)
	28	17.067	78.907
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		6.713	16.244
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		(1.774)	(3.083)
	28	4.939	13.161
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		22.006	92.067
Risultato netto complessivo del periodo		151.471	171.687
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		1.103	1.071
Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo		150.369	170.615

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

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2024	31/12/2023
ATTIVITA'			
Autorizzazioni e Concessioni	14	1.142.487	975.056
Altre attività immateriali	15	17.171	15.811
Avviamento	16	430.820	412.505
Immobili, impianti e macchinari	17	2.966.523	2.402.743
Attività per diritti di utilizzo	18	203.948	165.923
Partecipazioni rilevate secondo il metodo del costo	22	2.818	2.633
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	48.829	34.115
Altre attività finanziarie non correnti	24	47.792	48.014
Attività per imposte differite	42	106.497	41.397
Altre attività non correnti	10	54.505	45.244
Attività non correnti		5.021.391	4.143.440
Rimanenze	7	22.134	20.019
Crediti commerciali	6	136.243	157.895
Altri crediti e attività correnti	9	126.583	87.161
Attività per imposte correnti	41	32.381	34.721
Attività finanziarie valutate al Fair Value	31	23.773	46.796
Altre attività finanziarie correnti	32	88.653	241.696
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	303.851	467.568
Attività correnti		733.618	1.055.855
TOTALE ATTIVITA'		5.755.008	5.199.295
PATRIMONIO NETTO			
Capitale Sociale	28	15.032	15.032
Altre Riserve	28	1.701.085	1.639.225
Utili/(Perdite) a nuovo	28	258.198	300.108
Utile dell'esercizio	28	128.362	178.668
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante		2.102.677	2.133.033
Partecipazioni di terzi	29	84.665	6.664
TOTALE PATRIMONIO NETTO		2.187.341	2.139.697
PASSIVITA'			
Benefici ai dipendenti	13	3.397	3.543
Passività per imposte differite	42	238.540	191.961
Fondo Business Dismessi	25	84.346	84.581
Fondo oneri smantellamento	19	90.398	78.830
Altri fondi non correnti	26	38.211	36.601
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	122.540	5.830
Passività finanziarie non correnti	33	1.664.246	2.016.094
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	205.834	165.687
Altre passività non correnti	11	195.781	44.634
Passività non correnti		2.643.293	2.627.761
Altri fondi correnti	26	29.962	36.935
Debiti commerciali	8	108.200	122.038
Passività finanziarie valutate al Fair Value	35	3.487	5.908
Passività finanziarie correnti	33	674.263	186.154
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	6.856	6.353
Altre passività correnti	12	41.981	34.233
Passività per imposte correnti	41	59.623	40.216
Passività correnti		924.373	431.837
TOTALE PASSIVITA'		3.567.667	3.059.598
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		5.755.008	5.199.295

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

Prospetto dei flussi finanziari ^{(1) (2)}

(migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2024	1° semestre 2023
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA:			
Risultato netto del periodo		129.465	79.619
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	20	128.071	112.778
- Incremento altri fondi	19-25-26	1.044	5.720
- Decremento altri fondi	19-25-26	(10.219)	(10.572)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	6	(343)	-
- Proventi (oneri) da partecipazioni	23	-	(5.141)
- Variazione dei fondi relativi al personale	13	(146)	(145)
Oneri finanziari	36	9.338	12.835
Imposte sul reddito	40-41	7.443	32.501
Altre variazioni di elementi non monetari	28	34.416	167.626
		299.488	395.220
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:			
- Variazione delle rimanenze	7	(1.972)	(1.053)
- Variazione dei crediti commerciali	6	25.623	39.889
- Variazione dei debiti commerciali	8	(22.575)	(24.822)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	9-10-11-12	(65.401)	848
- Variazione Fair Value derivati di copertura su commodities con manifestazione monetaria	37-38	(33)	(1.503)
Pagamento imposte	40-41	(53.406)	(8.279)
		(117.764)	5.080
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA IN ESERCIZIO (A)		181.725	400.301
<i>FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL' ATTIVITA' OPERATIVA CESSATA</i>		-	59.714
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA		181.725	460.014
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:			
Acquisizione di attività immateriali	14-15	(1.555)	(1.306)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	17	(122.908)	(129.169)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	14-15-16-18	(12.155)	(292)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	22	-	(383)
Incaso da cessione partecipazioni per clausole di aggiustamento prezzo	23	-	5.141
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	24-31	261	822
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	31-32	152.598	60.360
Variazione Area di Consolidamento per business combination	43	(234.434)	(84.727)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO IN ESERCIZIO (B)		(218.193)	(149.554)
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO CESSATA</i>		-	(1.954)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO		(218.193)	(151.508)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO:			
Nuovi finanziamenti non correnti	33	90.000	330.000
Rimborsi di finanziamenti non correnti	33	-	(250.000)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	33	(16.983)	385
Variazione delle altre passività finanziarie correnti	33	(2.732)	(14.723)
Interessi netti pagati	36	(5.951)	(2.358)
Chiusura anticipata finanziamenti	33	-	(102.832)
Dividendi ad azionisti	28-29	(147.670)	(152.427)
Acquisto azioni proprie	28-29	(36.503)	-
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing	34	(7.410)	(7.331)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO IN ESERCIZIO (C):		(127.249)	(199.286)
<i>FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO CESSATA</i>		-	(57.758)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO		(127.249)	(257.044)
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C)		(163.717)	51.461
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO		467.568	392.811
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(163.717)	51.461
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		303.851	444.271

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

(2) I dati comparativi 2023 sono presentati al netto dei flussi generati dalle "Attività e passività operative cessate". I flussi generati dalle "Attività e passività operative cessate" sono indicati separatamente rispettivamente per i flussi finanziari derivanti dall'attività Operativa, di Investimento e di Finanziamento. I flussi delle "Attività in esercizio" sono ottenuti dalla sommatoria delle voci di cui sopra.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto ⁽¹⁾

(migliaia di Euro)	Note	Capital e sociale	Cash Flow Hedge	Riserva di traduzione	Azioni proprie in portafo- glio	Altre Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi	Totale Patrimonio Netto
SALDO AL 31/12/2022	28	15.032	54.749	(12.618)	(5.378)	1.609.244	378.939	2.039.970	9.332	2.049.302
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	-	378.939	(378.939)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	-	-	-	1.339	-	1.339	-	1.339
Distribuzione dividendi e riserve		-	-	-	-	(149.538)	-	(149.538)	(2.889)	(152.427)
Altre variazioni		-	-	-	-	681	-	681	-	681
Risultato netto di periodo		-	-	-	-	-	78.547	78.547	1.071	79.619
Altre componenti del risultato complessivo		-	78.907	13.161	-	-	-	92.067	-	92.067
Risultato netto complessivo		-	78.907	13.161	-	-	78.547	170.615	1.071	171.686
SALDO AL 30/06/2023		15.032	133.656	543	(5.378)	1.846.043	78.547	2.068.444	7.514	2.075.958
SALDO AL 31/12/2023	28	15.032	41.711	(8.136)	(66.740)	1.972.496	178.668	2.133.033	6.664	2.139.697
Destinazione risultato esercizio precedente		-	-	-	-	178.668	(178.668)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	28	-	-	-	-	2.184	-	2.184	-	2.184
Acquisto azioni proprie	28	-	-	-	(36.503)	-	-	(36.503)	-	(36.503)
Assegnazioni azioni proprie	28	-	-	-	16.114	(16.114)	-	-	-	-
Distribuzione dividendi	28-29	-	-	-	-	(146.483)	-	(146.483)	(1.402)	(147.885)
Acquisizioni di società con terzi	29	-	-	-	-	-	-	-	78.300	78.300
Altre variazioni		-	-	-	-	77	-	77	-	77
Risultato netto di periodo	28-29	-	-	-	-	-	128.362	128.362	1.103	129.465
Altre componenti del risultato complessivo	28	-	17.067	4.939	-	-	-	22.006	-	22.006
Risultato netto complessivo		-	17.067	4.939	-	-	128.362	150.369	1.103	151.471
SALDO AL 30/06/2024	28	15.032	58.778	(3.197)	(87.129)	1.990.828	128.362	2.102.677	84.665	2.187.341

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

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

I. INTRODUZIONE

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

Il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2024 comprende i bilanci della ERG S.p.A. e delle sue controllate (unitamente "ERG" o "il Gruppo ERG"). L'attività caratteristica del Gruppo ERG consiste nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica e solare in Italia, Francia, Germania, Spagna, Regno Unito, Polonia, Romania, Bulgaria, Svezia e Stati Uniti d'America. La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 2 agosto 2024.

Criteri di redazione

Il presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato, se non diversamente indicato, è espresso in migliaia di Euro (moneta funzionale della capogruppo ERG S.p.A. e moneta di presentazione), ed è stato redatto:

- in conformità ai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea nonché in conformità ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del Decreto Legislativo n.38 del 28 febbraio 2005, in particolare in conformità allo IAS 34 Bilanci intermedi e deve essere letto congiuntamente alla Relazione Finanziaria Annuale 2023;
- nella prospettiva della continuità aziendale, e pertanto nel presupposto che il Gruppo sarà in grado di soddisfare le condizioni di rimborso obbligatorie delle linee di credito concesse dalle banche e delle emissioni obbligazionarie come indicato nella [Nota 33 - Passività finanziarie correnti e non correnti](#).

In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio Consolidato annuale, per le quali, pertanto, si rimanda alla Relazione Finanziaria Annuale 2023. Tuttavia, sono incluse note illustrative specifiche per spiegare gli eventi e le transazioni che sono rilevanti per comprendere le variazioni della situazione patrimoniale-finanziaria e dell'andamento del Gruppo dall'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

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

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

Il presente il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato è stato redatto utilizzando i medesimi principi contabili applicati al Bilancio Consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023. Le variazioni intervenute nell'applicazione dei principi contabili, laddove rilevanti, sono descritte nei successivi paragrafi.

Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato

Il presente Bilancio è costituito:

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

Inoltre, come richiesto dalla delibera Consob 15519 del 27 luglio 2006, nella **Nota 44 - Poste non ricorrenti** sono stati indicati separatamente quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Sempre in applicazione della suddetta delibera Consob, nella **Nota 45 - Parti correlate** sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate, i quali non risultano essere peraltro significativi per il presente Bilancio.

Uso di stime – Rischi e incertezze

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

La redazione delle situazioni contabili in applicazione degli IFRS richiede da parte di ERG l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi di Bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali. Le stime contabili sono importi monetari rilevati in bilancio che hanno delle incertezze nella misurazione. L'elaborazione di tali stime ha implicato l'utilizzo di informazioni disponibili e l'adozione di valutazioni soggettive.

Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di periodo in periodo e, pertanto, non è da escludersi che nei periodi successivi gli attuali valori di Bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate.

In merito alla cessione del business Termoelettrico e agli Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia si rimanda a quanto indicato nel paragrafo successivo.

Area di Bilancio	Descrizione della stima contabile e delle assunzioni
Impairment test di avviamento autorizzazioni e concessioni, altre attività immateriali, immobili, impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo	Le principali assunzioni per la determinazione dei valori recuperabili riguardano, nello specifico: • l'individuazione dei prezzi attesi di energia e gas, • la valutazione delle disponibilità delle risorse rinnovabili, l'evoluzione del quadro regolatorio, • l'individuazione di variabili macroeconomiche quali inflazione e tassi di sconto, anche legate all'attuale clima di incertezza geopolitica, • la valutazione di possibili impatti dei cambiamenti climatici. Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 21 - Impairment test.
Definizione della vita utile delle Autorizzazioni e Concessioni, delle altre attività immateriali, di immobili, impianti e macchinari ed i correlati ammortamenti	Le Autorizzazioni e Concessioni sono ammortizzate in base alla loro durata residua. Le altre attività immateriali vengono ammortizzate in un periodo massimo di 5 anni. La vita utile degli immobili, impianti e macchinari è rivista annualmente e rettificata laddove la stima più recente differisca dalle precedenti. Eventuali modifiche nelle stime relative alla vita utile sono rilevate prospetticamente. Se un elemento di immobili, impianti e macchinari è composto da vari componenti aventi vite utili differenti, tali componenti sono contabilizzate separatamente (componenti significative). Si veda la sezione III. Attività di Investimento per maggiori dettagli.
Recuperabilità delle imposte differite attive	La loro iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo degli accordi dei consolidati fiscali (Nota 42 - Fiscalità Differita).
Valutazione dei fondi e delle passività potenziali correlate a procedimenti civili, amministrativi e fiscali	I processi valutativi sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni, e riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario e quindi la classificazione tra le passività ovvero tra le passività potenziali, sia la quantificazione del relativo ammontare. Si veda la sezione IV. Fondi e Passività Potenziali. In particolare, con riferimento al Fondo Business Dismessi gli elementi di maggiore complessità e incertezza sono riconducibili al processo e alla modalità di valutazione correlati ai rischi legati principalmente a eventi risalenti nel tempo e inerenti a tematiche di natura ambientale, legale e fiscale legate ai business "Oil" dismessi della Raffinazione Costiera e del Downstream integrato, nonché dei business termoelettrico e idroelettrico (Nota 25 - Fondo Business Dismessi).
Determinazione degli accantonamenti per rischi su crediti, e svalutazione di altre attività	I crediti commerciali e gli altri crediti e le attività derivanti da contratti con i clienti sono sottoposti a verifica per riduzione di valore in conformità con le disposizioni dell'IFRS 9 sulle perdite attese su crediti. Le perdite attese su crediti (Expected Credit Losses) sono una stima delle perdite ponderata in base alle probabilità di default della controparte. Si veda la Nota 6 - Crediti commerciali.
Valutazioni del fair value	Diversi principi contabili e alcuni obblighi di informativa richiedono al Gruppo la valutazione del fair value delle attività e delle passività finanziarie e non finanziarie. Il Gruppo ha in essere una propria struttura di valutatori responsabili in generale di tutte le valutazioni di fair value significative, comprese quelle di Livello 3 (se presenti). I dati di input non osservabili e le rettifiche di valutazione sono oggetto di regolare reappraisal. Quando per determinare il fair value si utilizzano informazioni di terzi, quali le quotazioni dei broker o i servizi di pricing, il team di valutatori valuta e documenta le evidenze ottenute dai soggetti terzi per supportare il fatto che tali valutazioni soddisfino le disposizioni degli IFRS-EU, compreso il livello della gerarchia del fair value in cui classificare la relativa valutazione. Gli aspetti significativi relativi alla valutazione sono comunicati al Comitato Controllo e Rischi del Gruppo. Si veda anche la sezione V. Gestione finanziaria.
Business Combination	Valutazione al fair value del corrispettivo trasferito (compreso il corrispettivo potenziale) e fair value delle attività acquisite e delle passività assunte, valutate a titolo provvisorio se alla Reporting Date la contabilizzazione iniziale dell'aggregazione aziendale risulta ancora provvisoria.
Determinazione del tasso di attualizzazione delle passività finanziarie e valutazione delle opzioni di rinnovo delle Attività per diritti di utilizzo	Il tasso di finanziamento utilizzato è il tasso di finanziamento marginale, determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e la curva forward basata sui tassi swap area Euro. In relazione alle opzioni di rinnovo, il Gruppo ha proceduto ad effettuare una stima della durata dei relativi contratti di leasing tenuto conto della ragionevole certezza del periodo dell'opzione. Si veda anche la Nota 18 - Attività per diritti di utilizzo.

Rischio Climate Change

Il rischio relativo al climate change identifica la possibilità che variazioni climatiche nel breve, medio e lungo periodo possano avere impatti sul business di ERG con conseguenze dal punto di vista operativo ed economico-finanziario in termini di, tra gli altri: diminuzione della disponibilità di risorse rinnovabili (vento e sole); limitazioni o impedimenti all'operatività, aumento dei costi di Operation & Maintenance, aumento dei costi di assicurazione, maggiori oneri di compliance, etc. Prendendo a riferimento l'ultimo rapporto sui cambiamenti climatici di *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) viene confermato l'innalzamento globale delle temperature e una tendenza alla variazione della ventosità con un aumento degli eventi con impatti estremi; tuttavia, la valutazione dei danni da cambiamento climatico è caratterizzata da una forte incertezza per: (i) la difficile definizione degli effetti futuri sia in termini quantitativi sia nella loro distribuzione spaziale; (ii) la difficile valutazione di eventuali vulnerabilità e/o resilienze dei settori analizzati.

La Commissione Europea ha proposto il piano "Repower EU" per accelerare la transizione energetica pulita e diversificare le fonti energetiche. Le principali misure includono l'aumento degli obiettivi di energia rinnovabile e semplificazioni delle procedure autorizzative.

Si ricorda che nel rispetto di quanto indirizzato dall'ESMA Public statement – *European common enforcement priorities for 2023 annual financial reports* (documento ESMA32-193237008-1793 del 25 ottobre 2023), le considerazioni ad impatto specifico su potenziali effetti sul bilancio derivanti dal Climate Change sono riflesse nei Piani Industriali di medio (Piano Mercato) e lungo periodo (impairment test) e gli impatti sono stati ritenuti comunque non significativi.

Per maggiori dettagli sull'approccio del Gruppo in merito alle tipologie dei rischi generati dal Climate Change, la strategia di gestione di tali rischi e gli studi interni sugli impatti dei cambiamenti climatici si rimanda a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2023 e nella Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di ERG redatta ai sensi del D.Lgs. 254/2016 (DNF 2023). In particolare, si evidenzia come la strategia del Gruppo venga aggiornata costantemente per tenere in considerazione le modifiche di perimetro intercorse (ingresso in nuovi paesi, tra cui la Spagna e gli Stati Uniti d'America; uscita dei business idroelettrico e termoelettrico).

Principi e variazione area di Consolidamento

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

Criteri e Metodi di consolidamento

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

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

Quando si valuta il controllo, l'IFRS 10 richiede giudizio e valutazione continua. Per i dettagli su quando l'interessenza partecipativa non implica un controllo di fatto si rimanda a quanto fornito nella [Nota 46 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

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

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

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in società controllate si rimanda a quanto riportato nella [Nota 46 - Elenco delle società del Gruppo e operazioni di periodo](#) e nella [Nota 28 - Partecipazioni di terzi](#).

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

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

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

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

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

cambio: valuta estera / EUR			
Valuta		Situazione Patrimoniale-Finanziaria ⁽¹⁾	Conto Economico ⁽²⁾
USA	USD - Dollaro americano ⁽³⁾	1,070	1,077
UK	GBP - Sterlina britannica	0,846	0,855
Polonia	PLN - Zloty	4,309	4,317
Romania	RON - Leu Romeno	4,977	4,974
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,956	1,956
Svezia	SEK - Corona Svedese	11,360	11,390

(1) Cambio al 30 giugno 2024.

(2) Cambio medio del 1° semestre 2024 ad eccezione di USA.

(3) Per il Conto Economico, cambio medio dal 1° aprile 2024 – data di primo consolidamento – al 30 giugno 2024.

Cambiamenti dei principi contabili rilevanti: Global minimum top-up tax

L'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE), in attuazione del Pillar 2, ha introdotto la global minimum tax che si applica ai gruppi di imprese multinazionali con ricavi annui pari o superiori a 750 milioni di euro risultanti dal Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato in almeno due dei quattro esercizi immediatamente precedenti a quello considerato. Si segnala che il Gruppo ha superato tale soglia.

Si noti che, ai fini della global minimum tax, se una giurisdizione in cui opera il gruppo multinazionale promulga o sostanzialmente promulga modifiche alla propria legislazione fiscale, l'intero gruppo può essere colpito indipendentemente dal fatto che una legge fiscale simile sia stata promulgata o sostanzialmente promulgata nella giurisdizione della capogruppo. Pertanto, la capogruppo deve monitorare l'avanzamento del processo legislativo in ogni giurisdizione in cui opera per determinare se e quando può essere impattata dalla global minimum tax.

Il Gruppo ha adottato il documento "Riforma fiscale internazionale – Regole del modello Pillar 2 (Modifiche allo IAS 12)" pubblicato il 23 maggio 2023 che ha introdotto l'obbligo di fornire nuove informazioni integrative con riferimento agli oneri (proventi) fiscali correnti relativi alle imposte sul reddito del Pillar 2 e un'eccezione temporanea alla rilevazione e alla comunicazione di informazioni in merito alle imposte differite relativamente alla global minimum tax. Tali modifiche sono entrate immediatamente in vigore.

L'eccezione prevista dallo IAS 12 si applica retroattivamente. Tuttavia, poiché al 31 dicembre 2022 nessuna giurisdizione in cui opera il Gruppo aveva emanato, o sostanzialmente emanato una nuova normativa fiscale al fine di introdurre la global minimum tax, l'applicazione retroattiva non ha alcun effetto sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo. Per quanto concerne l'applicazione prospettica, si rinvia alla [Nota 40 - Imposte sul reddito](#).

Introduzione di politiche contabili rilevanti: Contabilizzazione accordi di Tax Equity (USA)

Nell'ambito della business combination Pinnacle, come meglio descritta alla [Nota 43 - Business Combination](#), il Gruppo ha acquisito il controllo di società per le quali sono in essere accordi di Tax Equity Partnership (TEP). Tali accordi, tipici del mercato delle Rinnovabili degli Stati Uniti, sono una forma di incentivazione di progetti che utilizza una combinazione di flussi di cassa generati dal Progetto stesso e benefici fiscali. Le strutture di accordi di Tax Equity possono essere diverse, ma in genere a fronte di un investimento effettuato dal c.d. Tax Equity Partner (Partner) al completamento della costruzione dell'impianto, il ritorno dell'investimento avviene principalmente mediante attribuzione di crediti fiscali (ITC, Investment Tax Credit o PTC, Production Tax Credit). Il progetto solare Mulligan Solar, LLC ha beneficiato di un ITC, già finalizzato per sua natura prima del closing, mentre il progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC gode di incentivi PTC, dilazionati nel tempo.

Per quanto riguarda i PTC, i suddetti accordi prevedono l'assegnazione ai soci per un determinato periodo di tempo di specifici pagamenti e benefici fiscali del progetto operativo su una base sproporzionata, ovvero sbilanciata verso il Partner che ottiene così un rendimento fisso in un periodo target predefinito. Una volta che il Partner riceve il beneficio totale concordato al termine del periodo target ("flip date"), il rapporto di assegnazione ai soci della partnership si ribalta, ovvero il Partner resta come investitore di minoranza e ha diritto a una parte non significativa delle distribuzioni, a meno che l'altro socio (ERG), come spesso accade, non riacquisti la piena titolarità. ERG ha un'opzione, alla flip date, per acquistare dal Partner il diritto residuo al fair value.

Per quanto riguarda la rappresentazione contabile di tali accordi, si precisa che la TEP, sebbene si basi sull'emissione di una specifica classe di azioni e quindi nella forma apparente di uno strumento di Equity, nella sostanza si configura, ai fini dello IAS 32.15-16, come una passività che rappresenta il diritto d'uso degli elementi fiscali, non avendo strettamente le caratteristiche necessarie per la classificazione come strumento di Equity (uno strumento non può essere classificato come strumento di Equity se esso include obbligazioni contrattuali a effettuare distribuzioni di disponibilità liquide).

La struttura di TEP è principalmente ricondotta agli elementi riepilogati nella tabella seguente che hanno un impatto sul fair value della relativa Passività TEP. Al momento della rilevazione iniziale e delle rilevazioni successive, la Passività TEP²³, deve essere quindi pari al valore attuale netto dei benefici fiscali futuri da trasferire al TEP, scontati al tasso di rendimento interno garantito al Partner sulla base degli accordi e all'importo totale dovuto al Partner.

²³ rilevata alla voce Altre passività non correnti e inclusa nella Posizione finanziaria netta riclassificata secondo il Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

Elementi impattanti il fair value della Passività TEP	Descrizione
Crediti d'imposta sulla produzione (PTC)	L'assegnazione dei PTC al Partner deriva dall'energia generata di volta in volta durante il periodo di riferimento. I PTC sono riconosciuti alla voce Altri Proventi, con una corrispondente riduzione della passività TEP.
Perdite fiscali, compresi gli attributi fiscali come l'ammortamento fiscale accelerato.	Secondo i termini degli accordi di TEP, il veicolo è tenuto ad assegnare percentuali specifiche di perdite imponibili al Partner. Man mano che gli importi vengono assegnati, l'obbligo di consegnarli viene soddisfatto e viene registrata una riduzione della passività TEP con un importo corrispondente registrato alla voce imposte sul reddito nel conto economico consolidato.
Oneri finanziari	In relazione al valore attuale della passività TEP, vengono registrati nel conto economico consolidato oneri finanziari determinati secondo il metodo dell'interesse effettivo. In contropartita alla registrazione, la passività TEP aumenta.
Contributi "pay-go"	I contratti TEP prevedono soglie di produzione periodiche oltre le quali vengono riconosciute dal Partner attribuzioni monetarie "pay-go" a favore solamente del veicolo. Tali importi versati aumentano il valore della passività TEP.
Altre distribuzioni	Il contratto prevede anche ulteriori distribuzioni di cassa al Partner. Al momento del pagamento, la passività TEP si riduce dell'importo delle distribuzioni.

Variazioni di perimetro di consolidamento intervenute nel periodo

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

Francia	Wind	In data 29 gennaio 2024 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'accordo 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 portafoglio di impianti oggetto dell'acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici, entrati in esercizio tra giugno e settembre del 2022, per complessivi 20,4 MWp di capacità installata, un progetto solare in avanzata fase di costruzione da 28,8 MWp e un parco eolico da 24 MW entrato in esercizio nel quarto trimestre 2023 a seguito di un intervento di totale ricostruzione a nuovo (repowering). 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.
	Solar	
Stati Uniti	Wind	In data 24 aprile 2024 ERG, attraverso la propria controllata ERG USA Holding, Inc., ha perfezionato il closing con Apex Clean Energy Holdings LLC per l'acquisizione del 75% di un portafoglio di complessivi 317 MW di capacità installata composto da un impianto eolico (da 224,4 MW) ed uno solare (92,4 MW) in USA, entrambi in esercizio con una produzione stimata di circa 1 TWh. Il corrispettivo per l'acquisizione della quota di maggioranza del 75% è pari a circa 270 milioni di dollari²⁴.
	Solar	

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

²⁴ Come da comunicato stampa del 21 dicembre 2023.

(migliaia di Euro)	Falcon ⁽¹⁾	Pinnacle ⁽²⁾	TOTALE
Autorizzazioni e Concessioni	21.816	181.578	203.393
Altre attività immateriali	-	812	812
Avviamento	6.009	12.635	18.644
Immobili, impianti e macchinari	80.961	425.782	506.744
Attività per diritti di utilizzo	6.658	34.367	41.025
Altre attività finanziarie non correnti	40	-	40
Attività per imposte differite	8.430	28.068	36.498
Attività non correnti	123.913	683.242	807.155
Rimanenze	143	-	143
Crediti commerciali	418	3.211	3.628
Altri crediti e attività correnti	4.366	11.663	16.030
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(2.782)	(218.482)	(221.265)
Attività correnti	2.145	(203.608)	(201.464)
TOTALE ATTIVITA'	126.057	479.633	605.690
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	-	-	-
Partecipazioni di terzi	1.687	77.470	79.157
Passività per imposte differite	5.512	71.533	77.046
Fondo oneri smantellamento	3.270	6.153	9.422
Altri fondi non correnti	3.178	-	3.178
Passività finanziarie valutate al Fair Value*	20.205	99.879	120.084
Passività finanziarie non correnti*	65.270	-	65.270
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	6.449	34.026	40.475
Altre passività non correnti**	-	171.783	171.783
Passività non correnti	103.884	383.373	487.257
Debiti commerciali	6.855	1.882	8.737
Passività finanziarie correnti*	13.169	16.431	29.601
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	209	477	686
Passività per imposte correnti	253	-	253
Passività correnti	20.486	18.790	39.276
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	126.057	479.633	605.690

(1) n. 5 società di diritto francese, una holding, una società veicolo eolica e tre società veicolo solari.

(2) n. 13 società di diritto statunitense, di cui due società veicolo operative: una eolica e una solare.

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

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

(**) La Passività Tax Equity Partnership USA pari a 155 milioni di Euro ha impatto sulla Posizione Finanziaria Netta riclassificata secondo quanto indicato nel Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla [Nota 43 - Business Combination](#) nella sezione [VII. Altre Note](#).

II. GESTIONE OPERATIVA

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

Si ricorda che i dati comparativi patrimoniali ed economici del business termoelettrico, ceduto in data 17 ottobre 2023, sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5 per cui si rimanda a quanto indicato nel Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 2023 e nella Relazione Finanziaria Annuale 2023.

Informativa per settore operativo

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

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo, e in linea con il Piano Industriale 2024-2026, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 15 maggio 2024, finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e alla strategia di crescita nell'Eolico e nel Solare attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica.

Si precisa che i risultati riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management del Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione 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").

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

Tale articolazione informativa corrisponde alla struttura della reportistica periodicamente analizzata dal Management e dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo ai fini del monitoraggio e gestione dell'andamento dei business. I prospetti di seguito indicati riportano l'informativa per area geografica dei risultati indicati negli schemi di Bilancio.

Con riferimento all'Italia, e al processo di cessione ultimato del settore termoelettrico, i relativi risultati del periodo comparativo 2023 sono stati riclassificati come "Attività operative cessate" e pertanto i dati di sintesi economici e patrimoniali di tale settore operativo dismesso, non sono stati illustrati nell'informativa di settore sottostante al presente paragrafo.

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

Per maggiori informazioni in merito all'andamento dei settori operativi e alla misurazione e riconciliazione dei risultati adjusted e degli altri Indicatori alternativi di performance si rimanda a quanto indicato nella [Relazione Intermedia sulla Gestione](#) ed alla [Nota 44 - Poste non ricorrenti](#).

Margine operativo lordo e Risultato operativo netto

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

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

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

Il Capitale investito netto è la somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività, come meglio definiti in [Relazione Intermedia sulla Gestione](#).

Informativa per area geografica

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

(milioni di Euro)	di cui						
	TOTALE	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna
1° semestre 2023							
(milioni di Euro)							
Ricavi	370	191	61	47	40	19	12
Margine operativo lordo	269	139	42	37	30	11	10
Ammortamenti e svalutazioni	(113)	(63)	(21)	(11)	(9)	(6)	(2)
Risultato operativo netto	156	76	20	26	21	6	7
Capitale Investito Netto	3.674	1.731	587	272	285	499	299
Investimenti in attività immobilizzate	130	97	11	-	-	22	-

Ricavi e marginalità operativa

NOTA 1 - RICAVI

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

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

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

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

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

Per quanto riguarda i ricavi per **tariffa incentivante**, aventi durata tra i 10 e i 20 anni, può accadere che la stessa sia fatturata al cliente unitamente all'energia elettrica trasferita, o riconosciuta separatamente dal Regulator alla società (in Italia tipicamente dal GSE). Tali accordi sono considerati performance obligation separate dalla fornitura di energia e, nel caso in cui fossero unitamente fatturate assieme al corrispettivo per energia venduta al cliente, il ricavo verso il cliente esclude la porzione di tariffa incentivante. La performance obligation per tariffa incentivante viene adempiuta in un determinato momento (quando le specifiche condizioni accordate con il Regulator sono rispettate/raggiunte: produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile), in quanto non è rispettato nessuno dei criteri per l'adempimento nel corso del tempo. Tuttavia, in considerazione del fatto che l'energia elettrica è prodotta e venduta sostanzialmente nello stesso momento, la contabilizzazione del ricavo per tariffa incentivante corrisponde a quello del ricavo per vendita di energia elettrica. Con particolare riferimento ai ricavi per tariffa incentivante regolati con aste e con meccanismo di incentivazione a due vie, tali incentivi in presenza di determinate e specifiche condizioni potrebbero configurarsi come strumenti finanziari derivati. Si segnala che, alla data del presente Documento, non si rilevano per il Gruppo tipologie di meccanismi di incentivazione a due vie rientranti nella definizione di strumento finanziario derivato (IFRS 9).

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

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

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

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

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

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

Si ricorda che il Gruppo, in qualità di leader nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e in ragione di un piano strategico orientato ad una crescita di potenza installata in Italia ed all'estero, stipula regolarmente contratti di fornitura a medio-lungo termine sulla base dei quali la controparte acquista per un periodo predeterminato contrattualmente, la produzione di uno o più parchi identificati. I **Power Purchase Agreements (PPA)** sono caratterizzati da una durata pluriennale e da un prezzo definito e hanno come obiettivo quello di garantire una struttura di ricavo caratterizzata da un livello di rischio medio/basso e di assicurare un ritorno stabile sugli investimenti sostenuti per la realizzazione del suddetto piano di crescita. Il trasferimento dell'energia può essere fisico oppure può essere previsto alla data di consegna lo scambio di un differenziale sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante (PPA di tipo finanziario o virtuale, VPPA). I VPPA sono contabilizzati secondo il principio IFRS 9 senza l'applicazione della own use exemption; per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 37 - Strumenti finanziari](#).

Segue una sintesi dei contratti PPA per paese finalizzati entro il 30 giugno 2024:

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

1° semestre 2024	Italia	Francia	Germania	Spagna	Est Europa	UK & Nordics	USA	Totale
Ricavi di vendita								
Energia al mercato	110.818	10.022	19.883	6.906	30.225	9.078	844	187.775
Tariffa incentivante, Feed in Tariff, GO	67.194	37.472	8.778	-	-	431	-	113.875
Power Purchase Agreements	41.880	5.323	-	3.381	-	20.034	5.800	76.417
Certificati energia rinnovabile estero	-	-	-	-	4.060	-	-	4.060
Totale Ricavi di vendita	219.892	52.818	28.661	10.287	34.284	29.543	6.643	382.127
Ricavi delle prestazioni								
Servizi e altro	2.818	-	1.139	-	-	44	-	4.001
Totale Ricavi per prestazioni	2.818	-	1.139	-	-	44	-	4.001
Totale Ricavi	222.710	52.818	29.800	10.287	34.284	29.586	6.643	386.127
di cui Wind	173.647	47.954	29.800	-	34.284	29.586	4.448	319.720
di cui Solar	49.063	4.864	-	10.287	-	-	2.195	66.407

(migliaia di Euro)

1° semestre 2023	Italia	Francia	Germania	Est Europa	UK & Nordics	Spagna	Totale
Ricavi di vendita							
Energia al mercato	127.282	34.001	16.467	33.196	1.790	12.111	224.847
Tariffa incentivante, Feed in Tariff, GO	41.140	20.831	30.409	-	-	-	92.380
Power Purchase Agreements	17.904	6.235	-	-	17.806	-	41.945
Certificati energia rinnovabile estero	-	-	-	7.320	-	-	7.320
Totale Ricavi di vendita	186.327	61.067	46.876	40.516	19.596	12.111	366.492
Ricavi delle prestazioni							
Servizi e altro	3.315	-	-	-	-	-	3.315
Totale Ricavi per prestazioni	3.315	-	-	-	-	-	3.315
Totale Ricavi	189.641	61.067	46.876	40.516	19.596	12.111	369.807
di cui Wind	146.247	56.227	46.876	40.516	19.596	-	309.462
di cui Solar	43.394	4.840	-	-	-	12.111	60.345

I ricavi risultano essere in leggero aumento rispetto al primo semestre 2023 a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nella seconda metà del 2023 e nel primo semestre 2024, oltre che all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2023 e ad inizio del 2024, in parte compensato dai minori prezzi di mercato in tutti i paesi in cui il Gruppo opera.

Si ricorda che i ricavi del primo semestre 2023 includevano gli effetti correlati agli interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (*clawback measure and windfall tax*), con un impatto di circa 7 milioni di Euro, mentre non si rilevano impatti significativi nel primo semestre 2024 in considerazione dello scenario di mercato.

Per maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella **Relazione Intermedia sulla Gestione**.

La tempistica di incasso dei crediti correlati ai ricavi dipende dalla tipologia di ricavo. I crediti per energia venduta al mercato presentano tempistiche medie di realizzo inferiori ai tre mesi in tutti i paesi in cui il Gruppo opera, per i contratti ai clienti finali e per i ricavi di trasporto le tempistiche variano in base alla controparte.

Per quanto riguarda le tempistiche di erogazione degli incentivi in Italia per il generico mese "m" il pagamento, a seguito della pubblicazione del rendiconto in cui sono evidenziati gli incentivi spettanti per il mese "m+1", avviene entro la fine del mese "m+2". Per le società solari, infine, si precisa che il GSE eroga le tariffe incentivanti con rate mensili costanti in misura pari al 90% della producibilità media annua stimata di ciascun impianto, nell'anno solare di produzione, ed effettua il conguaglio, in relazione alla produzione effettiva, entro il 30 giugno dell'anno successivo. I pagamenti in acconto sono eseguiti alla fine del secondo mese successivo a quello del periodo di competenza.

NOTA 2 - ALTRI PROVENTI

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
Proventi connessi ai PTC USA	6.424	-	6.424
Rilascio stanziamenti costi eccedenti	5.757	6.355	(598)
Indennizzi	2.840	3.354	(515)
Altri proventi	2.511	2.211	300
Rilascio FV contratti a lungo termine da business combination	613	-	613
Recuperi di spese	428	321	107
TOTALE	18.572	12.242	6.330

La voce comprende principalmente i proventi da PTC nell'ambito della partnership americana per 6 milioni di Euro, rilasci di fondi rischi di natura fiscale e fondi rischi e oneri iscritti al momento dell'acquisizione di alcune società per 6 milioni di Euro e indennizzi contrattuali e garanzie ricevuti da fornitori per 3 milioni di Euro.

NOTA 3 - COSTI PER ACQUISTI

La voce pari a 6.443 migliaia di Euro (5.718 migliaia di Euro nel primo semestre 2023) comprende principalmente i costi per l'acquisto di componentistica d'impianto (*spare parts*) con vita utile non ultra-annuale e materiali di consumo principalmente in relazione agli impianti eolici, oltre che costi per acquisto energia. La voce è esposta al netto della variazione delle rimanenze pari a 2.375 migliaia di Euro (1.334 migliaia di Euro nel primo semestre 2023).

NOTA 4 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
Costi per servizi	74.976	61.096	13.880
Affitti passivi, canoni e noleggi	9.929	8.784	1.146
Imposte e tasse	7.745	7.434	311
Altri costi di gestione	2.230	3.383	(1.153)
Accantonamenti per rischi ed oneri	450	1.329	(880)
Svalutazioni dei crediti	203	-	203
Totale	95.532	82.025	13.507

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

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

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	27.544	22.013	5.531
Servizi generali e di Information Technology (IT)	18.566	13.944	4.622
Consulenze	11.492	7.251	4.241
Utenze e somministrazioni	5.009	5.624	(615)
Assicurazioni	4.084	3.398	686
Costi commerciali, di distribuzione e connessioni di rete	3.570	4.449	(880)
Emolumenti Amministratori (Italia)	3.546	3.344	202
Prestazioni da gestore di rete (Italia)	671	680	(9)
Pubblicità e promozioni	287	191	96
Emolumenti Sindaci (Italia)	208	202	6
Totale	74.976	61.096	13.880

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

NOTA 5 - COSTI DEL LAVORO

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
Salari e stipendi	21.756	19.109	2.647
Oneri sociali	5.604	4.645	959
Altri costi del personale	637	746	(108)
Trattamento di fine rapporto	434	955	(521)
Totale	28.432	25.455	2.977

Al 30 giugno 2024 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 648 unità (612 al 30 giugno 2023).

Il costo per il trattamento di fine rapporto è relativo principalmente alla porzione di beneficio relativo ai Piani di contribuzione definita. Il costo include anche i contributi versati a piani a contribuzione definita a favore dei dirigenti con responsabilità strategiche, per il dettaglio dei quali si rimanda alla **Nota 45 - Parti Correlate**.

Operazioni con pagamento basato su azioni

Si segnala che, in accordo con quanto disposto dall'IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni, a seguito dell'attuazione del Piano di incentivazione di lungo termine 2024-2026, con riferimento al personale dipendente, si è provveduto al rilevamento nella voce "Costo del lavoro" del costo di competenza del primo semestre 2024, sulla base del fair value determinato alla data di incepton di tali strumenti (in quanto Piano "equity-settled" in accordo con il principio IFRS 2).

Si precisa che in data 23 aprile 2024 l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il piano di incentivazione di lungo termine 2024-2026, secondo le condizioni previste nel relativo Documento Informativo.

Il Piano prevede l'attribuzione di un numero predefinito di Azioni di ERG S.p.A., a titolo gratuito (di seguito "Performance shares"), al termine di un periodo triennale di vesting, subordinata al raggiungimento di una condizione minima predeterminata di performance economica (condizione non di mercato). Il parametro di performance approvato dal Consiglio di Amministrazione ha come riferimento l'EBITDA di Gruppo cumulato 2024-2026 di Piano Industriale. Il Regolamento prevede che tale condizione operativa possa essere modificata alla luce di variazioni di perimetro o altri eventi rilevanti.

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

Le azioni assegnate rappresentano i diritti condizionati oggetto del Piano, gratuiti e non trasferibili inter vivos, ciascuno dei quali attributivo del diritto ai

Beneficiari all'attribuzione a titolo gratuito di n°1 (una) azione nei termini e alle condizioni previste dal Regolamento.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

In applicazione di quanto sopra è stato individuato il fair value complessivo del piano di incentivazione pari a circa 13,1 milioni di Euro, valore ritenuto congruo anche alla luce delle sensitivities effettuate sui principali input del modello di valutazione. Tale importo si riferisce per il 42% ad Amministratori e per la restante parte a dipendenti del Gruppo. Il fair value di Piano è rilevato per competenza nel primo semestre 2024.

Circolante e altre attività e passività

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2024	31/12/2023	Variazione
Crediti commerciali	6	136.243	157.895	(21.652)
Rimanenze	7	22.134	20.019	2.115
Debiti commerciali	8	(108.200)	(122.038)	13.838
Capitale Circolante Operativo		50.177	55.876	(5.699)
Altri crediti e attività correnti	9	126.583	87.161	39.423
Altre attività non correnti	10	54.505	45.244	9.262
Altre passività non correnti	11	(195.781)	(44.634)	(151.147)
Altre passività correnti	12	(41.981)	(34.233)	(7.748)
Crediti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	31	39.220	32.934	6.286
Debiti per <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura su commodities	35	(126.027)	(9.390)	(116.637)
Benefici ai dipendenti	13	(3.397)	(3.543)	146
Altre attività (passività)		(146.877)	73.539	(220.416)

NOTA 6 - CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di Euro)	30/06/2024	31/12/2023	Variazione
Crediti verso clienti	93.368	119.371	(26.003)
Crediti per incentivi	48.072	43.861	4.211
Fondo svalutazione crediti	(5.197)	(5.338)	140
Totale	136.243	157.895	(21.652)

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi (inclusi incentivi, tariffa incentivante, certificati verdi e Conto Energia). La variazione dei Crediti verso clienti è spiegata soprattutto dai minori prezzi di vendita.

NOTA 7 - RIMANENZE

Le **Rimanenze**, pari a 22.134 migliaia di Euro (20.019 migliaia di Euro al 31 dicembre 2023), includono principalmente parti di ricambio per parchi eolici e fotovoltaici in Italia, Francia e Germania.

NOTA 8 - DEBITI COMMERCIALI

I **Debiti commerciali**, pari a 108 milioni di Euro (122 milioni di Euro al 31 dicembre 2023), includono principalmente i debiti per costi di manutenzione e altri servizi da terzi per i parchi in esercizio (circa 62 milioni di Euro), per investimenti legati ai parchi in costruzione (circa 23 milioni di Euro) e per acquisti di energia elettrica per le attività di Energy Management (15 milioni di Euro). La variazione riguarda principalmente gli acquisti relativi ai parchi in costruzione dovuta agli investimenti leggermente minori del periodo, oltre che dalla dinamica temporale dei pagamenti.

NOTA 9 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2024	31/12/2023	Variazione
Crediti tributari	70.185	48.877	21.308
Quote di oneri differiti	34.556	21.241	13.315
Crediti diversi	21.842	17.043	4.799
Totale	126.583	87.161	39.423

I **Crediti tributari** sono relativi a posizioni creditorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri crediti tributari. La voce non comprende posizioni creditorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 41 - Attività e passività per imposte correnti**. L'incremento della voce si riferisce principalmente alla stagionalità delle tempistiche di incasso dell'IVA a credito maturata fino al 30 giugno 2024.

Le **Quote di oneri differiti** si riferiscono principalmente a canoni verso comuni, diritti di superficie e premi assicurativi per circa 15 milioni di Euro e ad oneri sospesi riferiti a progetti di sviluppo per circa 17 milioni di Euro. L'aumento è riconducibile principalmente a premi assicurativi e canoni sospesi delle società neoacquisite negli Stati Uniti e ad altri oneri sospesi in UK.

NOTA 10 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le **Altre attività non correnti** pari a 55 milioni di Euro (45 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (16 milioni di Euro) dei crediti per contributi L.488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della *purchase price allocation* come potenziale

rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind ([Nota 12 - Altre passività non correnti](#));

- a crediti per 24 milioni di Euro a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla [Nota 24 - Altre attività finanziarie non correnti](#);
- al credito di 4,5 milioni di euro relativo a quanto versato nel 2018 dalla Società ERG S.p.A. nei confronti dell'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio in relazione al contenzioso relativo all'avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro sulla cessione del ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo di seguito.

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

Con riferimento all'operazione di cessione del ramo d'azienda composto principalmente dalla centrale termoelettrica "IGCC" effettuata con rogito del 30 giugno 2014 da parte di ISAB Energy S.r.l. a favore di ISAB S.r.l., il 6 luglio 2016 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa - Ufficio territoriale di Noto (di seguito "Agenzia") ha notificato ad ERG S.p.A., quale incorporante nel dicembre 2015 della società cedente ISAB Energy S.r.l., un avviso di rettifica dei valori dichiarati in atto ai fini della liquidazione dell'imposta di registro. Il medesimo avviso è stato notificato il 28 giugno 2016 ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido. Sostanzialmente, l'Agenzia ha preteso di rettificare l'importo dichiarato dalle parti ai fini dell'imposta di registro in relazione a ciascuna delle componenti del ramo d'azienda ceduto ed ha proceduto a rideterminare il valore della (sola) componente immobiliare rappresentata dall'impianto IGCC, valorizzata in atto in circa 7 milioni di euro (al netto delle passività afferenti pari a circa 7 milioni di euro), nel valore contabile della stessa al 30 giugno 2014 pari a circa 432 milioni di euro, non effettuando quindi alcuna valutazione circa il fatto che i futuri risultati economici del ramo d'azienda ceduto fossero in grado di giustificare il citato valore. L'Agenzia ha quindi accertato il valore venale complessivo del ramo d'azienda ceduto in circa 442 milioni di euro, in luogo del corrispettivo di circa 25 milioni di euro dichiarato dalle parti, corrispettivo comunque superiore all'importo del valore venale complessivo del ramo d'azienda pari a circa 13 milioni di euro, determinato con relazione asseverata di stima da parte di un perito terzo nominato da ISAB Energy. Sulla base di tali presupposti, l'Agenzia ha provveduto ad accertare una maggiore imposta di registro di circa 37 milioni di euro irrogando una sanzione pari alla maggiore imposta di registro accertata, oltre interessi. Si evidenzia che il valore della lite, considerati gli interessi maturati e maturandi al 30 giugno 2024 è pari a circa 86 milioni di euro. Come già accennato, si evidenzia che l'Agenzia si è limitata ad esprimere una diversa stima della "sola" componente immobilizzazioni materiali (impianto IGCC) del ramo d'azienda, e non del ramo d'azienda nel suo complesso, in manifesta violazione delle norme contenute nel Testo Unico Imposta Registro. In particolare, l'Agenzia ha individuato unicamente, quale base della rettifica, il valore contabile dell'impianto IGCC, astraendosi del tutto dall'analisi di alcuna sua redditività (positiva o negativa) nel contesto del ramo aziendale in cui l'impianto è destinato ad essere impiegato. L'Agenzia, disconoscendo quindi i presupposti ed i criteri di stima che hanno condotto il perito a determinare il valore venale di circa 13 milioni di euro, in particolare il venir meno dei flussi di cassa a seguito della risoluzione della Convenzione CIP 6, non ha per nulla considerato l'accertata redditività negativa prospettica del ramo d'azienda oggetto di cessione, ovvero il relativo badwill (come ampiamente descritto relazione asseverata di stima peraltro già a mani dell'Agenzia). Ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, con il supporto dei propri consulenti fiscali, ha proceduto alla presentazione del ricorso presso la Commissione Tributaria Provinciale competente e delle istanze di sospensione sia amministrativa sia giudiziale della riscossione provvisoria in corso di giudizio (l'importo oggetto di riscossione provvisoria è pari a circa 13 milioni di euro). In data 10 agosto 2016 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione. In data 15 novembre 2016 si è tenuta l'udienza del merito presso la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa. Il 16 maggio 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha annullato l'atto impugnato, ma ha ri-determinato il valore dell'azienda ceduta ai fini dell'imposta di registro in circa 71 milioni di euro (contro i circa 25 milioni di euro dichiarati ai fini dell'imposta di registro). Lo Studio che segue il contenzioso ha

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

- valore patrimoniale di 367 milioni di euro (valore determinato dal c.t.u.)

+

- valore dell'avviamento commerciale da determinarsi in base alla percentuale di redditività (rapporto tra reddito d'impresa e ricavi) applicata alla media dei ricavi del triennio precedente alla cessione dell'azienda, moltiplicata per due (ai sensi dell'abrogato art. 2, quarto comma, DPR n. 460/96).

La sentenza non è di agevole interpretazione; in ogni caso, si ritiene che l'Agenzia delle Entrate potrebbe richiedere il pagamento di un importo in un range di circa 70-90 milioni di euro (oltre ad interessi). L'importo di 70 milioni di euro corrisponderebbe ai circa 75 milioni di euro originariamente accertati dall'Agenzia delle Entrate al netto dei 4,5 milioni di euro già pagati. L'importo di 90 milioni di euro rappresenterebbe, invece, il caso in cui l'Agenzia delle Entrate – ancorché illegittimamente – quantificasse l'avviamento in circa 165 milioni di euro e conseguentemente l'imposta di registro in circa 48 milioni di euro oltre alle sanzioni di circa 48 milioni di euro che, al netto dei 4,5 milioni di euro già pagati, porterebbero la stima a circa 90 milioni di euro (oltre ad interessi). Nello specifico, l'imposta di registro pari a 48 milioni di euro è calcolata applicando l'aliquota media dell'imposta di registro del 9% alla somma del valore patrimoniale dell'azienda pari a 367 milioni di euro e del valore dell'avviamento determinato in circa 165 milioni di euro. A seguito dell'analisi svolta congiuntamente ai consulenti fiscali incaricati della difesa, sussistendo evidenti profili di illegittimità, in data 7 ottobre 2020 è stato proposto ricorso in Corte di Cassazione avverso la sentenza della CTR di Siracusa. Nello specifico, sono stati sviluppati i seguenti argomenti:

- la sentenza non esprime una conclusione univoca, configurandosi come sentenza parziale e come tale non ammessa nel processo tributario. La CTR di Siracusa non indica infatti il valore dell'azienda, inclusivo dell'avviamento, e non chiarisce gli elementi di calcolo (es. considerazione o meno della componente CIP6 dei ricavi). Pertanto, la sentenza si limita ad enunciare alcuni criteri non esaustivi, lasciando, illegittimamente, all'Agenzia delle Entrate l'applicazione concreta degli stessi criteri ai fini della determinazione del valore dell'azienda;
- l'abrogato art. 2, quarto comma, D.P.R. n. 460 del 1996 può essere utilizzato quale indice parametrico-presuntivo per determinare l'avviamento assumendo che lo stesso sia positivo, ma non può valere ove sia provata la dimensione negativa dell'avviamento stesso (badwill);
- la CTR di Siracusa è incorsa in un c.d. "error in procedendo", in quanto ha posto a fondamento della decisione una questione di

fatto rilevata d'ufficio – i.e. la necessità di determinare l'avviamento espresso dall'azienda in base ai criteri stabiliti dall'art. 2, quarto comma, del DPR. n. 460/1996 – senza consentire alle parti di formulare le proprie osservazioni in merito ad essa, in violazione dell'art. 101, comma 2, c.p.c. nonché dei principi costituzionali in materia di diritto di difesa e di diritto al giusto processo;

- la CTR di Siracusa ha disatteso la stima del fair value dell'azienda ceduta operata dal c.t.u. da essa stessa nominato (il c.t.u. aveva attribuito all'azienda un valore negativo), pur dichiarando di condividere l'assunto essenziale su cui questa stima è stata fondata, ossia l'accertamento della sottoreddittività prospettica dell'azienda. Nella stessa prospettiva, questo argomento è diretto a contestare anche il mancato assolvimento dell'onere gravante sulla CTR di Siracusa di esplicitare le ragioni che l'hanno condotta a disattendere le conclusioni raggiunte dal CTU da essa stessa nominato ai fini della determinazione del "valore venale in comune commercio" dell'azienda;

- il dispositivo fa forse intendere che il valore dell'azienda possa essere più alto di quello accertato dall'Agenzia delle Entrate in circa 442 milioni di euro: in tale caso la sentenza è illegittima in quanto la CTR di Siracusa non può determinare un valore più alto di quello contestato da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Considerate le argomentazioni di cui sopra è stata ed è tuttora confermata la qualificazione di **"rischio remoto"**. In data 14 dicembre 2020 la CTR ha disposto la sospensione della riscossione previo deposito entro 60 gg di polizza fideiussoria a favore dell'Agenzia delle Entrate per un montante di 73 milioni di euro. La polizza è stata depositata all'Agenzia delle Entrate in data 9 febbraio 2021. La Corte di Cassazione, con apposita ordinanza, ha fissato la pubblica udienza il **26 settembre 2024**. Coerentemente con la qualificazione del rischio come remoto, gli Amministratori confermano l'iscrizione (ed il relativo valore) del credito vantato dalla Società nei confronti dell'Erario (circa 4,5 milioni di euro corrisposti all'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio) e non hanno proceduto allo stanziamento di alcun fondo rischi.

NOTA 11 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

(migliaia di Euro)

	30/06/2024	31/12/2023	Variazione
Passività Tax Equity Partnership USA	155.205	-	155.205
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594	-
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	10.503	14.499	(3.996)
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821	-
Altre poste minori	1.658	1.720	(62)
Totale	195.781	44.634	151.147

La **Passività Tax Equity Partnership USA** si riferisce ai debiti sorti nell'ambito delle strutture di accordi di Tax Equity della business combination Pinnacle. In particolare, la voce comprende per 153 milioni di Euro il debito nei confronti del Tax Equity Partner del progetto eolico Great Pathfinder Wind, LLC. La parte residua, pari a circa 2 milioni di Euro, si riferisce al debito nei confronti della controparte della struttura di incentivo ITC del progetto solare Mulligan Solar, LLC.

NOTA 12 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

(migliaia di Euro)

	30/06/2024	31/12/2023	Variazione
Altre passività correnti	19.508	18.385	1.122
Debiti verso erario	10.631	3.222	7.410
Debiti verso il personale	4.626	6.235	(1.609)
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	3.741	2.489	1.251
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	3.476	3.901	(425)
Totale	41.981	34.233	7.749

La variazione della voce **Altre passività correnti** si riferisce principalmente a depositi cauzionali a breve termine ricevuti da clienti del Gruppo, oltre che a variazioni di poste minori.

I **Debiti verso erario** comprendono le posizioni debitorie di natura tributaria quali IVA a credito e ad altri debiti tributari. La voce non comprende posizioni debitorie relative alla fiscalità diretta per le quali si rimanda alla **Nota 41 - Attività e passività per imposte correnti**.

La variazione della voce **Debiti verso il personale** si riferisce principalmente al pagamento delle premialità legate al Piano di remunerazione e compensi per il Management.

NOTA 13 - BENEFICI AI DIPENDENTI

Le passività per benefici ai dipendenti, pari a 3.397 migliaia di Euro (3.543 migliaia di Euro al 31 dicembre 2023), accolgono la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti nell'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Non si segnalano novità rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale al 31 dicembre 2023. In particolare, in virtù dell'assenza di variazioni significative nel corso del primo semestre 2024 dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

III. ATTIVITA' DI INVESTIMENTO

NOTA 14 - AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI

(migliaia di Euro)	Autorizzazioni e Concessioni
Costo storico	1.460.394
Ammortamenti e svalutazioni	(485.338)
SALDO AL 31/12/2023	975.056
Movimenti del periodo:	
Variazione area di consolidamento	203.393
Ammortamento	(35.891)
Altre variazioni	(72)
Costo storico	1.663.742
Ammortamenti e svalutazioni	(521.255)
SALDO AL 30/06/2024	1.142.487

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

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce all'incremento derivante dalle aggregazioni aziendali Falcon e Pinnacle, avvenute nel corso del primo semestre 2024. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 43 - Business Combination](#).

NOTA 15 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

(migliaia di Euro)	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
Costo storico	59.930	5.075	65.005
Ammortamenti e svalutazioni	(49.194)	-	(49.194)
SALDO AL 31/12/2023	10.735	5.075	15.811
Movimenti del periodo:			
Variazione area di consolidamento	812	-	812
Investimenti	177	1.378	1.555
Riclassifiche	77	(77)	-
Ammortamento	(1.591)	-	(1.591)
Altre variazioni	584	-	584
Costo storico	61.647	6.376	68.023
Ammortamenti e svalutazioni	(50.852)	-	(50.852)
SALDO AL 30/06/2024	10.795	6.376	17.171

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

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

NOTA 16 - AVVIAMENTO

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

(migliaia di Euro)	Italia	Francia	Germania	Spagna	USA	Totale
SALDO AL 31/12/2023	279.259	91.744	32.833	8.668	-	412.505
Movimenti del periodo:						
<i>Business combination "Falcon"</i>	-	6.009	-	-	-	2.150
<i>Business combination "Pinnacle"</i>	-	-	-	-	12.635	12.635
<i>Altre variazioni</i>					(329)	(329)
SALDO AL 30/06/2024	279.259	97.753	32.833	8.668	12.306	430.820

La voce al 30 giugno 2024 risulta essere pari a 431 milioni di Euro (413 milioni di Euro al 31 dicembre 2023). La variazione si riferisce alle aggregazioni aziendali avvenute nel corso del primo semestre 2024. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 43 - Business Combination](#).

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

NOTA 17 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
Costo storico	104.391	4.426.678	35.642	355.542	4.922.253
Ammortamenti e svalutazioni	(50.253)	(2.444.006)	(25.251)	-	(2.519.510)
SALDO AL 31/12/2023	54.138	1.982.671	10.392	355.542	2.402.743
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	-	506.744	-	-	506.744
Investimenti	2.725	17.481	540	102.161	122.908
Riclassifiche	-	179.116	322	(179.438)	-
Alienazioni e dismissioni	-	(449)	-	(142)	(591)
Ammortamenti	(1.703)	(82.276)	(929)	-	(84.908)
Altre variazioni	5.700	14.318	(392)	-	19.627
Costo storico	112.984	5.117.754	35.877	278.124	5.544.738
Ammortamenti e svalutazioni	(52.123)	(2.500.148)	(25.944)	-	(2.578.216)
SALDO AL 30/06/2024	60.860	2.617.606	9.933	278.124	2.966.523

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

La [Variazione dell'area di consolidamento](#) si riferisce principalmente alle già commentate operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel periodo e agli investimenti effettuati nel periodo. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella [Nota 43 - Business Combination](#).

Gli [Investimenti](#) si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo organico per circa 123 milioni di Euro, correlati alle attività di costruzione in Italia, compresi i progetti di Repowering, di Revamping solare e di Storage, oltre che ad attività di costruzione di parchi eolici in particolare in Francia.

La voce [Riclassifiche](#) include riclassifiche tra classi di cespiti differenti, relativamente al completamento di parchi eolici in costruzione, in particolare per le attività di Repowering in Italia (Mineo-Militello-Vizzini) e di greenfield in Italia (Roccapalumba).

La voce [Altre variazioni](#) si riferisce per circa 7 milioni di Euro alla variazione dell'effetto dei cambi avvenuta nel periodo e per circa 5 milioni di Euro alla capitalizzazione di interessi finanziari relativi allo sviluppo organico dei parchi in costruzione.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella [Nota 33 - Passività finanziarie correnti e non correnti](#).

NOTA 18 - ATTIVITÀ PER DIRITTI DI UTILIZZO

(migliaia di Euro)	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
Costo storico	197.768	1.002	198	6.519	205.487
Ammortamenti e svalutazioni	(33.758)	(177)	(50)	(5.578)	(39.563)
SALDO AL 31/12/2023	164.011	825	147	940	165.923
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo	1.029	83	-	1.674	2.785
Incremento dell'attività per il diritto d'utilizzo per business combination	41.025	-	-	-	41.025
Eliminazione di attività per il diritto d'utilizzo	(80)	-	-	(25)	(105)
Ammortamento dell'esercizio	(4.896)	(50)	(25)	(710)	(5.681)
Costo storico	232.912	1.086	198	8.143	242.339
Ammortamenti e svalutazioni	(31.824)	(227)	(76)	(6.264)	(38.391)
SALDO AL 30/06/2024	201.088	858	122	1.880	203.948

L'incremento del periodo della voce **Terreni e fabbricati** è riconducibile, principalmente, all'iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni dei parchi fotovoltaici riferiti alle già citate aggregazioni aziendali. L'incremento include anche alcune iscrizioni di altri beni in ERG S.p.A. ed ERG Power Generation S.p.A., oltreché l'iscrizione di nuovi terreni in Italia ed Europa. Per maggiori dettagli sulle aggregazioni aziendali si rinvia alla **Nota 43 - Business Combination** nella sezione **VII. Altre Note**.

NOTA 19 - FONDO ONERI SMANTELLAMENTO

(migliaia di Euro)	30/06/2024	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2023
Fondo oneri smantellamento	90.398	4.143	(1.997)	9.422	78.830
Totale	90.398	4.143	(1.997)	9.422	78.830

La movimentazione del periodo è principalmente legata agli utilizzi e alle nuove iscrizioni di fondi nell'ambito delle attività di Repowering e Revamping su alcuni parchi in Italia. La **Variazione area di consolidamento** si riferisce alle già citate acquisizioni avvenute nel periodo (circa 10 milioni di Euro).

NOTA 20 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
Ammortamenti Autorizzazioni e Concessioni	35.891	31.672	4.219
Ammortamenti Altre Attività Immateriali	1.591	1.413	178
Totale	37.482	33.085	4.397
Ammortamenti Immobili, Impianti e Macchinari	84.908	74.954	9.954
Ammortamenti di attività per diritti di utilizzo	5.656	4.739	917
Totale	90.564	79.693	10.871

Gli ammortamenti si riferiscono principalmente agli impianti eolici e solari.

L'aumento riflette il pieno contributo dei nuovi parchi acquisiti nel periodo e sviluppati internamente (17 milioni) in parte compensato dall'allungamento della vita utile degli asset eolici esteri per effetto dei programmi di "Lifetime extension", avviati a partire dal secondo trimestre 2023 e quindi non ancora riflessi pienamente nel calcolo degli ammortamenti effettuati nel primo semestre 2023.

NOTA 21 - IMPAIRMENT TEST

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

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

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

- Fonti esterne:
 - significativa riduzione di valore degli asset;
 - penalizzazione tecnologiche, di mercato, economiche e normative;
 - incremento del tasso di attualizzazione;
 - book value dei net assets superiore alla capitalizzazione di mercato.

- Fonti interne:
 - evidenze di obsolescenza fisica;
 - significativi cambiamenti interni con effetti negativi occorsi nel periodo o attesi nel futuro prossimo;
 - evidenze da report interni che la performance è o sarà inferiore alle attese Budget.

Per tale analisi, si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati ed alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno oltre che all'aggiornamento degli scenari anche di medio-lungo termine e all'evoluzione del tasso di sconto.

Per quanto riguarda in particolare lo scenario si è tenuto conto delle assunzioni alla base del Piano Industriale 2024-2028, approvato dal Consiglio di amministrazione di ERG S.p.A. in data 15 maggio 2024, procedendo pertanto ad effettuare una sensitivity aggiornando lo scenario utilizzato nel test per i primi tre anni di osservazione.

A valle dell'esercizio di analisi degli indicatori interni ed esterni elencati precedentemente e del relativo esercizio di sensitivity sopra descritto, non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere una rideterminazione del valore degli assets allocati alle Cash Generating Unit identificate e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio A tal riguardo, si ricorda che, dalle verifiche effettuate ai fini del Bilancio al 31 dicembre 2023, era risultata per tutti i gruppi di CGU oggetto di esame una differenza positiva (*headroom*), in alcuni casi anche significativa, tra valore recuperabile e valore contabile. Gli amministratori continueranno a monitorare nel secondo semestre gli eventuali impatti conseguenti alla condizione di volatilità ed incertezza che caratterizzano il quadro geopolitico, macroeconomico ed energetico di riferimento, ed in particolare valuteranno se l'eventuale perdurare di tali condizioni potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore in sede di impairment test a fine anno.

Si precisa infine che la capitalizzazione del Gruppo alla data del 30 giugno 2024 risultava pari a 3,5 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto alla medesima data.

Alla luce di quanto sopra, pertanto si confermano le conclusioni riportate nella Relazione Finanziaria Annuale al 31 dicembre 2023.

NOTA 22 - PARTECIPAZIONI

(migliaia di Euro)

Partecipazioni:

- in imprese controllate non consolidate integralmente
- in imprese collegate
- in altre imprese

TOTALE

Valutate al patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
-	1.270	1.270
1.071	-	1.071
-	477	477
1.071	1.747	2.818

(migliaia di Euro)

31/12/2023

Movimenti del periodo:

Acquisizioni e incrementi

30/06/2024

Partecipazioni			
Imprese controllate non consolidate integralmente*	Imprese collegate	Altre imprese	Totale
1.085	1.071	477	2.633
185	-	-	185
1.270	1.071	477	2.818

(*) La voce comprende le società non operative.

Per un maggior dettaglio delle movimentazioni intervenute nel periodo, si rimanda a quanto illustrato in [Nota 46 - Elenco Società del Gruppo e operazioni di periodo](#).

NOTA 23 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

(migliaia di Euro)

Conguaglio prezzo cessione partecipazione

Accantonamento rischi su partecipazione

Totale

1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
-	5.174	(5.174)
-	(33)	(33)
-	5.141	(5.141)

Si ricorda che nel primo semestre 2023 la voce [Conguaglio prezzo cessione partecipazioni](#) accoglieva l'effetto positivo derivante dall'incasso di due aggiustamenti di prezzo relativi alla cessione di partecipazioni avvenute nei precedenti esercizi (TotalErg S.p.A. ed ERG Hydro S.r.l.) per un importo pari rispettivamente a 3 milioni di Euro e 2 milioni di Euro.

NOTA 24 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(migliaia di Euro)

	30/06/2024	31/12/2023	Variazione
Crediti vincolati – Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92	24.240	24.240	-
Depositi cauzionali e altre attività finanziarie	23.552	23.774	(222)
Totale	47.792	48.014	(222)

I **Crediti vincolati – Fondo di Giustizia Contributi Legge 488/92** sono relativi alle somme versate in deposito dal Gruppo in attesa di giudizio presso la Corte di Appello di Napoli e gli altri tribunali competenti, con riferimento ai contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della *purchase price allocation* come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (come illustrato in **Nota 11 - Altre passività non correnti**).

Contributi Legge 488/92 delle società ERG Wind

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

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

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

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

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

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

Le società condannate hanno fatto appello avverso la sentenza del Tribunale di Avellino il giudizio è pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Napoli e l'udienza di discussione è stata fissata il 24 settembre 2024.

La Procura della Repubblica non ha invece appellato la sentenza, che è pertanto divenuta definitiva nella parte in cui assolve ERG Wind Sicilia 3 S.r.l. ed ERG Wind Sicilia 2 S.r.l. (quest'ultima relativamente al solo progetto di Camporeale). Nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi di cui alla Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti con i quali veniva comunicato l'avvio delle

procedure di revoca dei predetti incentivi.

In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati i ricorsi straordinari avverso i decreti ministeriali di revoca, con contestuale istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati. In data 27 luglio 2015 sono state notificate alle società beneficiarie le cartelle di pagamento relative alla restituzione degli incentivi, che sono state impugnate con la proposizione di giudizi di opposizione dinanzi al Tribunale di Genova.

Nel contesto di tali procedimenti è stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia delle cartelle esattoriali, a fronte del deposito di fidejussioni bancarie per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (49 milioni di Euro). All'udienza del 23 ottobre 2018 il Giudice Civile, rilevando la pregiudizialità del procedimento instaurato con il ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ha disposto la sospensione delle cause civili in attesa della definizione del giudizio amministrativo.

Anche i procedimenti conseguenti alla proposizione dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato risultano tuttora pendenti e, nonostante le note di sollecito depositate dalle ricorrenti, la pronuncia sull'istanza cautelare e quella sul merito non hanno avuto luogo neppure nell'anno 2022 con l'eccezione dei ricorsi straordinari proposti da ERG Wind 6 ed ERG Wind Sicilia 6, dichiarati entrambi inammissibili per difetto di giurisdizione del giudice amministrativo. Si tratta di giudizi parzialmente differenti dai rimanenti in quanto i contributi ex lege 488/92 non erano mai stati erogati alle società e quindi i decreti di revoca implicano solo la definitiva perdita dei contributi non erogati, ma non hanno impatti economici sulle società. E' stata altresì fissata in data 11 dicembre 2024 l'adunanza per la discussione dei ricorsi straordinari ancora pendenti, cui seguirà la pubblicazione delle decisioni e, alla luce dei precedenti di ERG Wind 6 ed ERG Wind Sicilia 6, non si può escludere che anche in tal caso vi sia una dichiarazione di difetto di giurisdizione del giudice amministrativo, che darebbe facoltà alle società di riassumere i giudizi dinanzi al giudice civile.

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

IV. FONDI E PASSIVITA' POTENZIALI

NOTA 25 - FONDO BUSINESS DISMESSI

(migliaia di Euro)	30/06/2024	Incrementi	Decrementi	31/12/2023
Fondo Business Dismessi	84.346	408	(643)	84.581
Totale	84.346	408	(643)	84.581

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

Tale percorso si è sostanziato in due passaggi fondamentali:

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

A tale percorso di riassetto strategico del Gruppo si aggiungono la cessione del **business idroelettrico**, con la società ERG Hydro S.r.l., avvenuta in data 3 gennaio 2022 e la cessione del **business termoelettrico**, con la società ERG Power S.r.l., avvenuta in data 17 ottobre 2023.

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

Di seguito si riepilogano le principali tematiche sottostanti gli stanziamenti principali:

- con riferimento alla **controversia** a suo tempo instaurata da ERG Raffinerie Mediterranee (ora ERG S.p.A.) con le Autorità Tributarie in merito all'applicazione delle tasse portuali agli imbarchi e sbarchi presso il pontile di Santa Panagia, si ricorda che in data 6 aprile 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa si è pronunciata nel merito accogliendo parzialmente il ricorso della Società e dichiarando non dovute le tasse portuali fino a tutto il 2006, dichiarandole invece dovute a partire dal 2007. La sentenza di primo grado è stata impugnata nei termini dall'Agenzia delle Dogane e da ERG con appello incidentale relativamente al periodo successivo al 2006. La sentenza di secondo grado, emessa dalla Commissione Tributaria Regionale e depositata in data 27 maggio 2013, ha definito l'appello riformando la sentenza di primo grado in senso negativo per ERG. A seguito di un'approfondita valutazione delle motivazioni della sentenza di secondo grado, la Società ha deciso di ricorrere per Cassazione, ritenendo le proprie ragioni solidamente fondate (in particolare riguardo alla nozione di porto ai sensi della Legge 84/94 e alla presunta valenza novativa o retroattiva dell'art. 1 comma 986 della Legge Finanziaria per il 2007). La Commissione Tributaria Regionale di Siracusa in data 4 novembre 2013 ha accolto la richiesta di sospensione dell'efficacia della sentenza di secondo grado a fronte del rilascio di una fidejussione assicurativa a prima richiesta in favore dell'Agenzia delle Dogane. Con ordinanza depositata in data 30 settembre 2019 la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso della società ed ha, di conseguenza, riformato – cassandolo con rinvio - l'impugnato provvedimento della Commissione Tributaria Regionale (CTR). Il giudizio è stato pertanto riassunto nei termini di legge dinnanzi alla CTR affinché quest'ultima, in diversa composizione rispetto alla precedente fase dibattimentale, tratti nuovamente il merito della questione. Si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza. A partire dal 2007, i tributi di riferimento sono stati rilevati a Conto Economico per competenza.
- con riferimento al **rischio ambientale**, per quanto riguarda il Sito Sud la probabilità di esposizione a passività potenziali è giudicata remota in quanto il rischio in commento è già circoscritto dalla transazione sottoscritta con il Ministero dell'Ambiente nell'agosto 2011 e registrata dalla Corte dei Conti in data 20 dicembre 2011 e quantificato dal Settlement Agreement sottoscritto in data 30 dicembre 2013 tra ERG S.p.A. e Lukoil. Per quanto riguarda il Sito Nord, in dipendenza del duplice meccanismo di garanzie derivante sia dal contratto perfezionato con ENI (precedente proprietario del sito), che da quello perfezionato con Lukoil (nuovo proprietario) ne deriva quanto segue:
 - (i) per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1° ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente;
 - (ii) con riferimento ai potenziali danni relativi al periodo successivo al 1° ottobre 2002 ERG risponderà – senza limitazioni temporali - soltanto per i potenziali danni legati a eventi noti al momento di stipula del contratto con Lukoil ed espressamente identificati nello stesso (c.d. "*Known Environmental Matters*"), restando inteso che, fino a un importo di 33,4 milioni di Euro, gli oneri connessi al risarcimento di tali danni saranno ripartiti tra ERG e Lukoil (51% e 49%), mentre oltre tale importo ERG si farà carico integralmente degli eventuali oneri ulteriori.

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

In data 30 ottobre 2020 e, successivamente, in data 11 giugno 2021 ed in data 30 maggio 2022 sono stati notificati da ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A. tre ulteriori ricorsi per motivi aggiunti per l'annullamento, rispettivamente (i) della nota prot. 0064419 del 14 agosto 2020 con cui il Ministero dell'Ambiente

e della Tutela del Territorio e del Mare ha indetto una conferenza di servizi istruttoria per valutare la Relazione predisposta nel gennaio 2020 da Ispra e IAS-CNR, avente ad oggetto il “Sito di interesse nazionale di Priolo Rada di Augusta”; (ii) del decreto del Ministero della Transizione Ecologica, Direzione Generale per il Risanamento Ambientale prot. n. 50 del 15 aprile 2021, con cui il Ministero ha approvato la relazione Ispra e IAS-CNR ritenendola documento idoneo sulla cui base redigere un piano di intervento di bonifica nella Rada di Augusta; e (iii) della nota prot. n. 42114 del 1° aprile 2022 con cui il Ministero della Transizione Ecologica – Direzione Generale Uso Sostenibile del Suolo e delle Risorse Idriche, ha trasmesso il piano di intervento per la definizione dei valori di intervento dei sedimenti nella Rada di Augusta (SIN Priolo)”, redatto dall'ISPRA. Tali atti sono stati impugnati perché la nuova iniziativa del Ministero è stata intrapresa sulla scorta dei medesimi (erronei) presupposti che erano posti a fondamento della diffida del 2017, già oggetto di impugnazione da parte di ERG Power S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. Con sentenza pubblicata in data 27 dicembre 2023 il Giudice amministrativo ha respinto i suddetti ricorsi sancendo che gli atti impugnati hanno natura endo-procedimentale e, in quanto tali, non sono idonei a produrre - in via immediata e diretta – effetti sulla sfera giuridica delle parti ricorrenti e non risultano quindi autonomamente impugnabili. Le società potranno, quindi, legittimamente impugnare gli atti conclusivi del procedimento che dovessero imporre loro obblighi di bonifica della Rada di Augusta. A seguito di confronto anche con gli altri operatori di sito, in data 27 marzo 2024 ERG Power Generation S.p.A. e B2G Sicily S.r.l. (già ERG Power S.r.l.) hanno presentato appello cautelativo al Consiglio di Giustizia Amministrativa per la Sicilia, al fine di ottenere la riforma del capo della sentenza nel caso in cui potesse essere interpretato come riconoscimento della sussistenza di una responsabilità in capo agli operatori per l'inquinamento presente nella Rada di Augusta.

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

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

Relativamente alla cessione del business **idroelettrico** e alla cessione del business **termoelettrico** si evidenziano stanziamenti per complessivi circa 9 milioni di Euro.

NOTA 26 - ALTRI FONDI

(migliaia di Euro)	Porzione non corrente	Porzione corrente	30/06/2024	Incrementi	Decrementi	Var. area di consolidamento	31/12/2023
Fondo rischi fiscali	28.333	1.757	30.091	-	(1.203)	-	31.294
Fondo rischi verso controparti istituzionali	4.500	24.692	29.192	571	(5.097)	-	33.718
Fondo rischi legali	-	1.408	1.408	-	-	-	1.408
Altri fondi rischi e oneri	5.378	2.105	7.483	465	(3.277)	3.178	7.116
Totale altri fondi	38.211	29.963	68.174	1.036	(9.577)	3.178	73.536

Il **Fondo rischi fiscali** accoglie, oltre che fondi rischi iscritti nell'ambito di acquisizioni in periodi precedenti e accantonamenti da esercizi precedenti per rischi di natura fiscale su società estere, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di imposte locali instaurato a seguito della diversa interpretazione fornita dalle Agenzie delle Entrate circa l'applicazione delle disposizioni normative introdotte dalla Legge 208/2015 (in particolare, le torri eoliche sono state ritenute da parte delle Agenzie rilevanti ai fini della determinazione della rendita catastale).

Il decremento del periodo si riferisce principalmente al rilascio di fondi rischi iscritti nell'ambito di alcune acquisizioni avvenute in periodi precedenti per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione.

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

- oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (16 milioni di Euro), relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 24 - Altre attività finanziarie non correnti**. Si precisa che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore e pertanto si è proceduto a stanziare il relativo credito nelle **Altre attività non correnti**;
- oneri potenziali società estere relative alla Romania (7 milioni di Euro), rilevato nel 2015, in occasione dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew, oltre che oneri potenziali relativi alla Polonia (4 milioni di Euro) per il calcolo delle clawback measure per alcune mensilità del 2023.

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

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

La voce **Altri fondi rischi ed oneri** si riferisce principalmente a rischi su potenziali maggiori oneri contrattuali (circa 3 milioni di Euro) oltre che a rischi riferiti a contenziosi in capo ad alcune società estere. Il decremento si riferisce principalmente

all'utilizzo o al rilascio di fondi rischi e oneri diversi in alcune società italiane per i quali non sussistono più i requisiti che ne avevano comportato originariamente l'iscrizione. L'incremento della variazione area di consolidamento si riferisce all'iscrizione di un fondo a fronte di potenziali oneri futuri individuati nell'ambito delle acquisizioni avvenute nel periodo.

NOTA 27 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti al normale svolgimento delle proprie attività. Laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo, il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile e fornisce la relativa informativa.

Nelle note al bilancio devono essere illustrate le passività potenziali significative rappresentate da:

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

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

V. GESTIONE FINANZIARIA

Fondi propri

NOTA 28 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

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

(milioni di Euro)

Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	31.12.2023	Pagamenti basati su azioni	Dividendi	Acquisto azioni proprie	Movimenti altre riserve	Cash flow hedge	Risultato	30/06/2024
	2.133	2	(146)	(37)	5	17	128	2.103

(migliaia di Euro)

	30/06/2024	31/12/2023
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	74.543	74.543
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di Cash Flow Hedge	58.778	41.711
Riserva di traduzione	(3.197)	(8.136)
Riserva per azioni proprie in portafoglio	(87.129)	(66.740)
Altre riserve	1.587.909	1.527.666
Totale Riserve	1.701.085	1.639.225
Utili portati a nuovo	258.198	300.108
Risultato d'esercizio	128.362	178.668
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	2.102.677	2.133.033
Partecipazioni di terzi	84.665	6.664
Patrimonio Netto	2.187.341	2.139.697

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

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

La **Riserva di Cash Flow Hedge** riflette l'effetto dei derivati di copertura dei finanziamenti in corso. Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura pari a 17 milioni di Euro si rimanda al **Prospetto di Conto Economico Complessivo**.

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

La voce **Altre riserve** include principalmente:

- l'Avanzo generato dalla fusione per incorporazione 2015 di ISAB Energy S.r.l. in ERG S.p.A. per 184 milioni di Euro;
- la riserva di rivalutazione monetarie che include dal 2015 la ricostituzione della riserva di riallineamento monetario ex lege 266/05 dell'ex ISAB Energy S.r.l. per un ammontare pari a 29 milioni di Euro;
- l'avanzo generato dalla fusione per incorporazione 2010 di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. ed ERG Power & Gas S.p.A. in ERG S.p.A., pari a 446 milioni di Euro, era stato allocato in parte nella riserva "Avanzo da fusione 2010" (251 milioni di Euro) ed in parte a ricostituzione delle riserve specifiche di patrimonio netto (195 milioni di Euro) in sospensione d'imposta;
- la riserva di consolidamento.

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2024, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro cadauna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2023).

Alla data del 30 giugno 2024 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la società SQ Renewables S.p.A. come titolare del 63% circa del capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2023.

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

	n. azioni	%
Capitale	150.320.000	100%
SQ Renewables S.p.A.	94.000.000	63%
ERG S.p.A. (azioni proprie)	3.831.474	3%
Altri inferiori al 3%	52.488.526	34%
Totale	150.320.000	100%

Azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria in data 23 aprile 2024 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023 - per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 23 aprile 2024, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 15.032.000 azioni ordinarie ERG, del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna, ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Questo allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo Bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e con le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti e cioè "sui mercati regolamentati o sui sistemi multilaterali di negoziazione secondo modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione dei mercati stessi, che non consentano l'abbinamento diretto delle proposte di negoziazione in acquisto con predeterminate proposte di negoziazione in vendita".

L'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile – previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 26 aprile 2023 - per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 23 aprile 2024, ad alienare, in una o più volte, e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione.

Si ricorda che 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.

Alla data del 12 febbraio 2024, sono state riacquistate, a partire dall'avvio del programma, n. 3.758.000 azioni ordinarie – numero massimo di azioni acquistabili – al prezzo medio ponderato di Euro 26,0 per azione e si è pertanto concluso il programma di acquisto. Considerando le azioni già in portafoglio prima dell'avvio del programma, ERG S.p.A. detiene alla conclusione del programma n. 4.540.080 azioni proprie pari al 3,0203% del relativo capitale sociale.

Periodo	Numero azioni acquistate	Prezzo medio per azione (Euro)	Numero azioni acquistate cumulate
Programma 2023-2024			
Ottobre 2023	480.000	23,14	480.000
Novembre 2023	947.636	24,85	1.427.636
Dicembre 2023	976.644	27,25	2.404.280
Gennaio 2024	796.938	27,15	3.201.218
Febbraio 2024	556.782	26,59	3.758.000
TOTALE AL 12/02/2024	3.758.000	26,00	3.758.000

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

Numero di azioni	Azioni proprie	Azioni in circolazione
SALDO AL 31/12/2023	3.186.360	147.133.640
Acquisto azioni ordinarie	1.353.720	(1.353.720)
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale (LTI 2020-2023)	(708.606)	708.606
SALDO AL 30/06/2024	3.831.474	146.488.526

La variazione del numero di azioni proprie nel primo semestre 2024 è stata determinata dall'esecuzione del Programma di acquisto di azioni proprie, iniziato nel secondo semestre 2023 e dall'assegnazione di azioni proprie al Management nell'ambito del piano di incentivazione di lungo termine (LTI) 2020-2023.

Dividendi

Nel corso del primo semestre 2024 ERG S.p.A. ha pagato dividendi per un valore complessivo pari a 146,5 milioni di Euro pari a 1,00 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola. Nel corrispondente periodo dell'anno precedente erano stati distribuiti dividendi pari a 149,5 milioni di Euro pari a 1,00 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco della cedola.

Si segnala inoltre che sono stati corrisposti dividendi ai soci di minoranza delle partecipate per un importo pari a 1,4 milioni di Euro.

Informazioni integrative sul capitale

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

NOTA 29 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

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

Società	% azionisti terzi	30/06/2024		31/12/2023	
		quota di terzi	Utile/(Perdita)	quota di terzi	Utile/(Perdita)
Andromeda PV S.r.l.	21,50%	6.070	808	6.664	1.829
C.P.E.S. Mas d'en Ramis S.A.S.	40,00%	1.024	(102)	-	-
C.P.E.S. La Brède S.A.S.	42,58%	420	(65)	-	-
Project Pinnacle I, LLC	25,00%	77.151	461	-	-

La variazione si riferisce principalmente alle business combination avvenute nel periodo, oltre che all'effetto dei dividendi distribuiti dalla Società Andromeda PV S.r.l.

Posizione finanziaria netta

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

Ai fini della definizione della posizione finanziaria netta si fa riferimento a quanto indicato sull'argomento nel Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

Nel dettaglio la posizione finanziaria netta è così composta:

- A. Disponibilità liquide
- B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide
- C. Altre attività finanziarie correnti
- D. Liquidità (A) + (B) + (C)
- E. Debito finanziario corrente - strumenti valutati al fair value
- F. Parte corrente del debito finanziario non corrente
- G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)
- H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)
- I. Debito finanziario non corrente
- J. Strumenti di debito
- K. Debiti commerciali e altri debiti
- L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)
- M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)

(migliaia di Euro)	Note	30/06/2024	31/12/2023
A. Disponibilità liquide	30	93.851	292.568
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	30	210.000	175.000
C. Altre attività finanziarie correnti	31-32	88.800	241.696
D. Liquidità (A) + (B) + (C)		392.651	709.264
E. Debito finanziario corrente	33	(111.898)	(142.987)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - strumenti di debito	33	(506.094)	-
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - mutui, finanziamenti e Project Financing	33	(37.178)	(20.998)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - altri debiti	33	(19.094)	(22.170)
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente - passività finanziarie correnti per beni in leasing	34	(6.856)	(6.353)
G. Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)		(681.119)	(192.507)
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)		(288.468)	516.757
I. Debito finanziario non corrente	33	(555.972)	(410.308)
I. Debito finanziario non corrente - passività finanziarie non correnti per beni in leasing	34	(205.834)	(165.687)
J. Strumenti di debito	33	(1.095.791)	(1.594.979)
K. Debiti commerciali e altri debiti	11-33	(167.689)	(10.807)
L. Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)		(2.025.285)	(2.181.781)
M. Indebitamento finanziario netto (H) + (L)		(2.313.753)	(1.665.024)

Si segnala che alla voce K. *Debiti commerciali e altri debiti* è classificata la Passività Tax Equity Partnership acquisita nell'ambito della business combination Pinnacle.

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

(migliaia di Euro)	30/06/2024	31/12/2023
Indebitamento Finanziario Netto	(2.313.750)	(1.665.024)
Esclusione impatto IFRS 16 (passività finanziarie per leasing)	212.690	172.040
Indebitamento Finanziario Netto escluso IFRS 16	(2.101.060)	(1.492.985)
Inclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati IRS	33.383	47.976
Esclusione Passività Tax Equity Partnership USA	155.205	-
Indebitamento Finanziario Netto ante IFRS 16 Relazione sulla Gestione	(1.912.472)	(1.445.008)

Indebitamento indiretto e soggetto a condizioni

Secondo quanto previsto dagli Orientamenti ESMA si riporta di seguito la descrizione e la natura dell'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2024.

L'indebitamento indiretto e soggetto a condizioni del Gruppo al 30 giugno 2024 si riferisce principalmente a impegni di costruzione di attività immobilizzate nei 12 mesi successivi e ammonta a circa 152 milioni di Euro, principalmente riconducibili allo sviluppo di parchi eolici in Francia e Regno Unito (circa 72 milioni di Euro), ai progetti di Repowering e Revamping su parchi eolici e impianti fotovoltaici in Italia per circa 60 milioni di Euro e allo sviluppo di progetti di Storage in Italia per circa 7 milioni di Euro.

NOTA 30 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari a 304 milioni di Euro al 30 giugno 2024 (468 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo, depositate presso le banche delle quali il Gruppo è cliente per un importo pari a 283 milioni di Euro, oltre che dalla giacenza sui conti delle società eoliche e solari partecipate da ERG Power Generation S.p.A. secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing per un importo pari a circa 21 milioni di Euro. Si

rimanda, per ulteriori dettagli su tali Project Financing, a quanto commentato nella **Nota 33 - Passività finanziarie correnti e non correnti**.

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

NOTA 31 - ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2024	31/12/2023	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	21.865	17.207	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	26.964	16.907	
Totale parte non corrente	48.829	34.115	
Fair value derivati a copertura dei tassi di interesse	11.518	30.770	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	12.256	15.166	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	-	861	
Totale parte corrente	23.773	46.796	

La quota non corrente, pari a circa 49 milioni di Euro al 30 giugno 2024 (34 milioni di Euro al 31 dicembre 2023), è costituita principalmente da:

- la quota non corrente del *fair value* positivo degli IRS di ERG S.p.A. pari a circa 22 milioni di Euro (17 milioni di Euro al 31 dicembre 2023);
- i crediti riferiti al *fair value* positivo del VPPA in Italia sottoscritto nel corso del periodo, pari a circa 27 milioni di Euro (17 milioni di Euro al 31 dicembre 2023).

La quota corrente, pari a circa 24 milioni di Euro al 30 giugno 2024 (47 milioni di Euro al 31 dicembre 2023), è costituita principalmente da:

- la quota corrente del *fair value* positivo degli IRS di ERG S.p.A. per circa 12 milioni di Euro (31 milioni di Euro al 31 dicembre 2023);
- i crediti riferiti al *fair value* positivo degli strumenti di copertura su rischio prezzo commodities, pari a circa 12 milioni di Euro (15 milioni di Euro al 31 dicembre 2023).

NOTA 32 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 89 milioni di Euro al 30 giugno 2024, interamente ricompresa nella posizione finanziaria netta (242 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) è costituita principalmente da impieghi a breve di liquidità per 63 milioni di Euro (235 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) e da circa 5 milioni di Euro di interessi attivi maturati su tali impieghi (4 milioni di Euro al 31 dicembre 2023).

NOTA 33 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI E NON CORRENTI

(migliaia di Euro)	30/06/2024				31/12/2023			
	Valore contabile		Valore nominale		Valore contabile		Valore nominale	
	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale	Quota corrente*	Quota non corrente	Totale	Totale
Obbligazioni emesse	506.094	1.095.791	1.601.884	1.600.000	6.970	1.594.979	1.601.949	1.600.000
Mutui e finanziamenti	5.560	418.855	424.415	420.000	4.156	329.073	333.229	330.000
Project financing	31.618	137.117	168.724	169.032	16.837	81.234	98.071	98.397
Totale Debito medio-lungo termine	543.272	1.651.762	2.195.023	2.189.032	27.963	2.005.286	2.033.249	2.028.397
Debiti verso banche	111.898	-	111.898	111.898	136.016	-	136.016	136.016
Altri debiti	19.094	12.484	31.589	31.589	22.175	10.808	32.983	32.983
Totale Altri debiti finanziari	130.992	12.484	143.487	143.487	158.191	10.808	168.999	168.999
Totale Passività finanziarie	674.263	1.664.246	2.338.510	2.332.518	186.154	2.016.094	2.202.248	2.197.396

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

Si segnala che al 30 giugno 2024 è stato riclassificato nella quota corrente il Green Bond di 500 milioni di Euro nominali in scadenza l'11 aprile 2025.

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

(migliaia di Euro)	30/06/2024	%	31/12/2023	%
Debito medio-lungo termine				
Obbligazioni emesse	1.600.000	73%	1.600.000	79%
Mutui e finanziamenti	420.000	19%	330.000	16%
Project Financing	169.032	8%	98.397	5%
	2.189.032	100%	2.028.397	100%

Financial Strategy e Sustainable Finance

La strategia di finanziamento del Gruppo ERG è incentrata su strumenti di finanza corporate *green* e sostenibili, in coerenza con il proprio modello di sviluppo. Infatti, a conferma del forte impegno del Gruppo verso la finanza sostenibile, nel mese di giugno 2024, ERG S.p.A. ha aggiornato il proprio Green Bond Framework, valutato dalla Second Party Opinion emessa da Moody's Ratings, consulente indipendente esterno, con il miglior risultato possibile. La Second Party Opinion ha certificato, in particolare, la conformità del Framework di ERG S.p.A. con i quattro pilastri degli International Capital Market Association Green Bond Principles 2021 (inclusa l'Appendix I di giugno 2022) e il rispetto dei criteri della Tassonomia Europea. Il Framework, infine, è coerente con il Piano Industriale 2024-2026.

La composizione delle fonti di finanziamento conferma l'impegno del Gruppo al mantenimento di fonti finanziarie sostenibili pari ad almeno il 90% delle fonti di finanziamento del Gruppo così come delineato nel piano ESG 2022-2026.

(milioni di Euro)

Debito medio-lungo termine ²⁵	30/06/2024	%	31/12/2023	%
Fonti di Finanziamento Tradizionale	169	8%	98	5%
Fonti di Finanziamento Sostenibili	2.020	92%	1.930	95%
Totale Debito finanziario non corrente	2.189	100%	2.027	100%

Al 30 giugno 2024 le fonti di *Sustainable Finance*, pari a 2.020 milioni di Euro su un totale di fonti finanziarie pari a 2.188 milioni di valore nominale (1.930 milioni di Euro al 31 dicembre 2023 su un totale di fonti finanziarie pari a 2.027 milioni di Euro di valore nominale) comprendono:

- *Green Bonds*, per complessivi 1.600 milioni di Euro (ammontare invariato rispetto al 31 dicembre 2023), destinati al finanziamento e rifinanziamento della costruzione e/o acquisizione di progetti eolici e solari;
- Finanziamenti "*Sustainability-Linked*" *senior unsecured* a medio lungo termine, per complessivi 420 milioni di Euro (330 milioni di Euro, in valore nominale, al 31 dicembre 2023) che prevedono un meccanismo premiante legato al raggiungimento di un obiettivo in termini di capacità rinnovabile installata e in termini di partecipazione femminile a posizioni manageriali nel Gruppo.

Invece, le fonti di finanziamento tradizionali, pari a 169 milioni di Euro (97 milioni di Euro al 31 dicembre 2023), sono totalmente relative a *Project Financing* in essere su perimetri oggetto di acquisizione o sottoscritti prima del 2019, collegati a parchi solari ed eolici, rispettivamente in Italia, Francia e Germania.

In aggiunta alle suddette fonti finanziarie *drawn*, la società ERG S.p.A. ha in essere una *ESG-linked Revolving Credit Facility*, di durata triennale e con possibilità di estensione per un ulteriore anno. Il margine applicato alla facility è soggetto a un meccanismo di aggiustamento sulla base del raggiungimento di un obiettivo in termini di capacità rinnovabile installata e in termini di partecipazione femminile a posizioni manageriali nel Gruppo. Tale facility, il cui ammontare è pari a 600 milioni di Euro, risulta interamente disponibile al 30 giugno 2024.

Al 30 giugno 2024 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e *project financing*, comprensivo delle operazioni di copertura, è stato pari a 1,5%.

Le **Obbligazioni emesse** pari 1.600 milioni di Euro al 30 giugno 2024 (ammontare invariato rispetto al 31 dicembre 2023), includono:

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore contabile	Valore nominale
Green Bond	XS1981060624	1,88%	11/04/2019	11/04/2025	99,67%	1,93%	Fitch: BBB-	501.448	500.000
Green Bond	XS2229434852	0,50%	11/09/2020	11/09/2027	99,21%	0,62%	Fitch: BBB-	498.971	500.000
Green Bond	XS2229434852	0,50%	23/12/2020	11/09/2027	101,10%	0,33%	Fitch: BBB-	100.694	100.000
Green Bond	XS2386650274	0,88%	15/09/2021	15/09/2031	99,75%	0,90%	Fitch: BBB-	500.771	500.000
Totale								1.601.884	1.600.000

Il debito per prestiti obbligazionari è esposto al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un valore di 6,0 milioni di Euro. Tali costi sono stati rilevati a conto economico negli oneri finanziari del primo semestre 2024 secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 1,0 milioni di Euro, corrispondente alla quota di competenze del periodo.

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 7,9 milioni di Euro di interessi maturati nel periodo.

Si segnala che nel mese di luglio 2024 ERG S.p.A. ha emesso un nuovo Green Bond di importo pari a 500 milioni di Euro della durata di 6 anni a tasso fisso, di cui i dettagli sono indicati nella tabella sottostante.

²⁵ Inclusivo della parte corrente del debito finanziario non corrente.

Tipo di Finanziamento	ISIN	Cedola	Data emissione	Data scadenza	Prezzo emissione	Rendimento lordo a scadenza	Rating	Valore nominale
Green Bond	XS2853679053	4,125%	03/07/2024	03/07/2030	99,52%	4,22%	Fitch: BBB-	500.000

I **Mutui e finanziamenti**, pari a 420 milioni di Euro al 30 giugno 2024 (330 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) si riferiscono a *Sustainable bilateral linked loan* come dettagliati nella tabella seguente. Si segnala che la differenza rispetto al 31 dicembre 2023 è relativa all'accensione di un nuovo finanziamento sottoscritto nel primo trimestre 2024.

Erogazione	Tipo Finanziamento	Scadenza	Tasso	Valore contabile	Valore nominale
2024	Sustainability bilateral linked loans	26/03/2029	IRS: Euribor 6M + Spread	90.707	90.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	15/02/2028	IRS: Euribor 6M + Spread	100.922	100.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	23/03/2028	IRS: Euribor 6M + Spread	131.786	130.000
2023	Sustainability bilateral linked loans	02/05/2028	IRS: Euribor 6M + Spread	100.502	100.000
Totale				423.917	420.000

Si segnala che sui finanziamenti sopra indicati insistono coperture del tasso di interesse per il 100% del nozionale. I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1,5 milioni di Euro) e comprensivi degli interessi maturati del periodo (0,4 milioni di Euro) calcolati senza tenere conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

I **Project Financing** pari a 169 milioni di Euro al 30 giugno 2024 (98 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) si riferiscono a:

- finanziamenti per 74 milioni di Euro con scadenza finale prevista a novembre 2028, relativi alla costruzione di un parco solare tramite una Società di diritto italiano;
- finanziamenti per 18 milioni di Euro con scadenza finale prevista a dicembre 2038, erogati per la costruzione di un parco eolico tramite una Società di diritto tedesco;
- finanziamenti per 77 milioni di Euro con scadenza finale prevista a dicembre 2046, relativi alla costruzione di un portafoglio eolico e solare in Francia oggetto di acquisizione a gennaio 2024. Tale finanziamento, che rappresenta la differenza principale rispetto al 31 dicembre 2023, era già in essere sul perimetro acquisito.

Tali debiti sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (0,3 milioni di Euro).

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

I **Debiti verso banche** pari a 112 milioni di Euro accolgono principalmente le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

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

Covenants e Negative pledge

Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenants dei finanziamenti di Gruppo risultano essere rispettati.

I suddetti debiti finanziari contengono covenants tipici del mercato finanziario, che pongono limiti alla società finanziata in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Tali contratti contengono anche negative pledge, clausole che prevedono in generale il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori e tutelano il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito.

Per quanto concerne invece gli impegni e le garanzie rilasciate a favore dei finanziatori, queste si riferiscono principalmente:

- al privilegio speciale sui beni mobili;
- all'ipoteca sui beni immobili;
- al pegno sui conti correnti vincolati;
- al pegno sul 100% del capitale sociale (incluso il pegno del 100% del capitale sociale di eventuali società controllate).

Nella tabella seguente si riporta un dettaglio dei parametri finanziari relativi ai finanziamenti/Project Financing del Gruppo.

Semestrale 2024	Bilancio 2023	Project Financing/Finanziamenti	Rispetto covenant(s)	Event of Default	Remedies in case of Event of Default*
✓	✓	Project Financing Windpark Linda GmbH	✓	HDSCR inferiore a 1,05X	✓
✓	✓	Project Financing Andromeda PV S.r.l.	✓	Historical Annual DSCR e Projected Annual DSCR superiori a 1,10x	✓
✓	●	Project C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès	✓	Historic DSCR inferiore a 1,05x	✓
✓	✓	Corporate Loan febbraio 2028 130.000.000 Euro	n/a		n/a
✓	✓	Corporate Loan marzo 2028 100.000.000 Euro	n/a		n/a
✓	✓	Corporate Loan maggio 2028 100.000.000 Euro	n/a		n/a
✓	●	Corporate Loan marzo 2029 90.000.000 Euro	n/a		n/a

LLCR: Loan Life Cover Ratio;

HDSCR: Historical Debt Service Coverage Ratio

FDSCR: Forecast Debt Service Coverage Ratio

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

Legenda:

✓ Presente

● Non presente

n/a Non applicabile

NOTA 34 - PASSIVITÀ FINANZIARIE PER BENI IN LEASING

Passività finanziarie contabilizzate in accordo con il principio IFRS 16 pari a 213 milioni di Euro (172 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) di cui 206 milioni di Euro (166 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) a medio lungo termine e 7 milioni di Euro a breve termine (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2023).

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

L'incremento si riferisce principalmente alla passività iscritta per le acquisizioni avvenute nel periodo. Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 43 - Business Combination](#).

NOTA 35 - PASSIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE

(migliaia di Euro)	30/06/2024	31/12/2023	Impatto sulla Posizione Finanziaria Netta
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	122.540	5.830	
Totale parte non corrente	122.540	5.830	
Fair value derivati a copertura dei tassi di cambio	-	2.349	
Fair value Virtual Power Purchase Agreements	1.439	530	
Fair value derivati a copertura dei prezzi energia elettrica	2.048	3.030	
Totale parte corrente	3.487	5.908	

La quota non corrente, pari a 123 milioni di Euro (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) comprende il *fair value* negativo dei PPA/VPPA in Spagna, USA e Francia, inclusivo della quota non corrente dei *fair value* iscritti inizialmente nell'ambito delle relative business combination.

La quota corrente pari a 3 milioni di Euro (6 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) è costituita da:

- i debiti riferiti al *fair value* negativo per strumenti di copertura su rischio prezzo commodities pari a circa 2 milioni di Euro (3 milioni di Euro al 31 dicembre 2023), i quali non rientrano nella classificazione di passività finanziarie e pertanto non sono inclusi nella posizione finanziaria netta;
- la quota da rilasciare a breve termine dei debiti riferiti ai *fair value* negativi iscritti inizialmente nell'ambito delle relative business combination dei PPA/VPPA in Spagna e Francia, pari a circa 1 milione di Euro (0,5 milioni di Euro al 31 dicembre 2023).

NOTA 36 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024			1° semestre 2023		
	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Netto
Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente	10.496	(1.153)	9.342	7.297	(10)	7.287
Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale	7.489	(1.071)	6.418	5.910	(699)	5.211
Interessi passivi su mutui/fin.ti verso terzi	-	(17.832)	(17.832)	-	(14.361)	(14.361)
Interessi passivi su project financing	-	(3.879)	(3.879)	-	(3.705)	(3.705)
Operazioni Liability management	-	-	-	1.851	(5.512)	(3.661)
Gestione liquidità/Costo del debito	17.985	(23.936)	(5.951)	15.059	(24.288)	(9.230)
Proventi (oneri) finanziari derivati - delta fair value	18.561	(17.001)	1.559	98.703	(98.640)	62
Proventi (oneri) finanziari diversi	6.020	(2.576)	3.444	4.585	(2.738)	1.847
Differenze cambio	1.167	(1.005)	163	115	(58)	57
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	-	(4.474)	(4.474)	-	(3.401)	(3.401)
Oneri finanziari su passività Tax Equity Partnership USA	-	(2.889)	(2.889)	-	-	-
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	-	(1.189)	(1.189)	-	(1.307)	(1.307)
Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9	-	-	-	128	(992)	(864)
Altri Proventi / (Oneri)	25.748	(29.134)	(3.387)	103.530	(107.136)	(3.605)
Totale	43.732	(53.070)	(9.338)	118.589	(131.424)	(12.835)

Gli **Interessi passivi su mutui/finanziamenti verso terzi** e gli **Interessi passivi su Project Financing** inclusi nel costo del debito rappresentano la parte degli oneri finanziari relativa agli interessi contrattuali, mentre il loro adeguamento al tasso di interesse effettivo è rappresentata dalle voci **Effetto rinegoziazione finanziamenti gain (loss) IFRS 9** e **Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e Project Financing**. La variazione degli interessi passivi è riconducibile principalmente all'incremento significativo dei tassi di interesse rispetto al periodo comparativo. Tale variazione trova un'efficace copertura alla voce **Proventi (oneri) finanziari derivati su tassi - differenziale**. Inoltre, la forte crescita dei tassi di interesse ha anche consentito di investire con dei rendimenti significativi e di remunerare la liquidità del Gruppo; i proventi di tali investimenti sono ricompresi alla voce **Interessi attivi (passivi) bancari su conto corrente**.

La voce **Operazioni Liability management** (4 milioni di Euro nel primo semestre 2023) include gli oneri straordinari legati alla chiusura, nel periodo precedente, di alcuni Project Financing di alcune società operative eoliche e solari, inclusi i relativi effetti di rinegoziazione su finanziamenti in applicazione dell'IFRS 9, oltre all'estinzione parziale del *fair value* relativo agli strumenti finanziari derivati, dove applicabile, a copertura dei tassi di interesse correlati.

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

La voce **Oneri finanziari su passività Tax Equity Partnership USA** rappresenta gli oneri finanziari derivanti dall'attualizzazione al tasso di rendimento interno atteso dell'importo totale dovuto al Partner.

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

NOTA 37 - STRUMENTI FINANZIARI

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

30/06/2024	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL - altri	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni	-	1.747	-	-	1.747	1.747	-	1.747	-
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	47.792	-	47.792	47.792	-	47.792	-
Interest rate swap di copertura	33.383	-	-	-	33.383	33.383	-	33.383	-
Derivati su commodities*	12.336	-	-	-	12.336	12.336	-	12.336	-
Virtual PPA	26.964	-	-	-	26.964	26.964	-	-	26.964
Altri crediti finanziari correnti	-	-	100.909	-	100.909	100.909	-	100.909	-
Crediti commerciali	-	-	136.243	-	136.243	136.243	-	-	-
Altri crediti	-	-	169.823	-	169.823	169.823	-	169.823	-
Disponibilità liquide	-	-	303.851	-	303.851	303.851	-	-	-
Totale attività	72.683	1.747	758.618	-	833.048	833.048			
Mutui e finanziamenti	-	-	-	424.415	424.415	337.396	-	337.396	-
Prestiti Obbligazionari	-	-	-	1.601.884	1.601.884	1.666.722	-	1.666.722	-
Project Financing no recourse	-	-	-	168.724	168.724	102.306	-	102.306	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	111.898	111.898	111.898	-	111.898	-
Debiti finanziari	-	-	-	31.589	31.589	31.589	-	31.589	-
Virtual PPA	123.979	-	-	-	123.979	123.979	-	-	123.979
Debiti commerciali	-	-	108.200	-	108.200	108.200	-	-	-
Altri debiti	-	-	-	82.918	82.918	82.918	-	82.918	-
Totale passività	123.979	-	108.200	2.578.321	2.810.499	2.721.888			

(*) la voce non include il *fair value* dei *Futures* per cui è previsto il *cash settlement* anche delle *open position* (per cui il relativo *fair value* non è rinvenibile nel prospetto della situazione patrimoniale finanziaria in quanto già regolato) per un importo pari a circa 1 milione di Euro.

Al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione, di cui viene indicato un riepilogo nella tabella sottostante:

Tipologia	Strumento	Modello di pricing	Strumento di calcolo	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
Derivati su tasso di interesse	Interest Rate Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	Refinitiv Eikon	Level 2
	Interest Rate Option (Cap, Floor)	Black & Scholes	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	Refinitiv Eikon	Level 2
				- Volatilità implicita tassi		
Derivati su commodity	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	Refinitiv Eikon	Level 2
	Commodity Future	Strumento quotato		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	EEX via Refinitiv Eikon	Level 1
	Contract for Difference (CfD)	Discounted Cash Flow	- MS Excel	- PUN forward quotato sul mercato OTC	EEX via Refinitiv Eikon	Level 2
			- FINCAD XL	- Curva zero coupon sull'Euro	Refinitiv Eikon	
	Virtual Power Purchase Agreement (VPPA) ²⁶	Discounted Cash Flow Metodo Monte Carlo (valutazione opzioni)	- MS Excel - FINCAD XL	- Quotazioni spot/forward ufficiali delle commodity di riferimento - Volatilità storica delle commodity di riferimento - Curva a zero coupon della valuta di riferimento - Cambi spot BCE	Refinitiv Eikon	Level 3
Derivati su tasso di cambio	Compravendita a termine (Outright, FX Forward)	Discounted Cash Flow	- MS Excel - FINCAD XL	- Tassi di interesse a breve (deposit rates) e a medio/lungo termine (swap rates) per entrambe le divise di riferimento. - Cambi spot BCE	Refinitiv Eikon	Level 2

Si segnala che per gli strumenti valutati con input di livello 3, l'impatto rilevato a conto economico nel periodo è pari a circa 6,0 milioni di Euro alla voce ricavi e circa 0,6 milioni di Euro alla voce altri ricavi. L'impatto sul conto economico complessivo del periodo è pari a circa 7,2 milioni di Euro a incremento della riserva di cash flow hedge.

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

²⁶ Trattandosi di strumenti con delivery mediamente superiori a 10 anni, qualora per le scadenze a lungo termine fossero assenti quotazioni di prezzi facilmente individuabili nel mercato attivo e quindi si debba replicare il prezzo dell'ultima scadenza disponibile, viene stimato il *fair value* alla data di rilevazione iniziale, senza alcun impatto contabile in bilancio, e a ogni data di chiusura si rileva la differenza tra il *fair value* alla data di valutazione e quello stimato alla data di sottoscrizione del contratto. Il *fair value* iniziale di alcuni VPPA e altri contratti a lungo termine a prezzo fisso assimilabili acquisiti come parte di business combination è registrato riversandolo nella voce ricavi lungo il periodo residuo a cui il valore si riferisce.

NOTA 38 - INFORMATIVA SUI RISCHI FINANZIARI

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

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

Rischio di mercato

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

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

Rischio di mercato - tasso di interesse

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

Rischio di mercato - commodity

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

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

Rischio di mercato - tasso di cambio

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

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

Per gli altri principali rischi identificati e attivamente gestiti dal Gruppo ERG (Rischio di credito e rischio liquidità) si rimanda a quanto riportato nella Relazione Finanziaria Annuale 2023.

Strumenti derivati utilizzati

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

Opzioni: contratto con il quale una delle parti, pagando un corrispettivo (premio) all'altra, acquista il diritto di comprare (call option) o di vendere (put option), a una data futura, un certo quantitativo di strumenti finanziari (sottostante) a un prezzo stabilito (prezzo di esercizio);

Forward o contratti a termine: prevedono l'acquisto o la vendita tra due parti di un determinato bene (sottostante) a una data futura e a un prezzo prefissato al momento della stipula del contratto; rientrano in questa categoria anche i contratti futures, che a differenza dei contratti forward, sono standardizzati, negoziati in lotti e per scadenze predeterminate all'interno di mercati regolamentati.

Swap/CfD (Contract for Difference): contratto che determina tra due parti lo scambio di flussi di pagamenti a date certe. I pagamenti possono essere espressi nella stessa valuta o in valute differenti e il loro ammontare è determinato in relazione a un sottostante.

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG e volti a fronteggiare l'esposizione ai rischi finanziari in essere al 30 giugno 2024 sono quelle sotto riportate:

Derivati su tasso di interesse

- strumenti di tipo *Interest Rate Option* che consentono di fissare dei limiti superiori (*cap*) e inferiori (*floor*) alle oscillazioni del tasso di interesse relativamente a finanziamenti indicizzati a un tasso variabile;
- strumenti di tipo *Interest Rate Swap*, inclusi gli strumenti *Prehedge*, per ricondurre al profilo di rischio ritenuto più opportuno i prestiti bancari a tasso fisso e variabile. Gli *IRS* prevedono che le controparti, con riferimento a un valore

nozionale definito e a scadenze temporali prefissate, scambio tra loro flussi di interesse calcolati in relazione a tassi fissi o a parametri di tasso variabile in precedenza concordati;

Derivati su commodity

- strumenti di tipo CfD, utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o di vendere in maniera sintetica quantità di energia elettrica liquidando a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato e quello di mercato rilevato nel periodo di riferimento;
- strumenti di tipo Future utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o vendere un determinato ammontare di energia ad un certo prezzo in un periodo futuro prestabilito. Gli strumenti future utilizzati hanno sia scadenze mensili che a cascata (annuali, semestrali, trimestrali, ecc.);
- contratti sull'energia elettrica con consegna fisica, sono stipulati sul mercato dell'energia all'ingrosso e valutati al fair value in quanto parte di operazioni di compravendita con contropartita strumenti finanziari derivati;
- contratti di Power Purchase Agreement di tipo finanziario o "virtuale" (VPPA), stipulati al fine di stabilizzare la struttura di ricavo con controparti per cui alle date di delivery avviene lo scambio di un pagamento sulla base del prezzo definito nel contratto verso un prezzo variabile, senza il trasferimento fisico dell'energia elettrica sottostante.

Derivati su tassi di cambio

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

Hedge accounting

Il Gruppo utilizza gli strumenti finanziari derivati per coprire la propria esposizione ai rischi di tasso d'interesse e rischio prezzo materie prime. Inoltre, qualsiasi derivato incorporato in un contratto ibrido viene separato e valutato al fair value, quando il contratto derivato soddisfa la definizione di derivato e non è strettamente correlato al contratto primario.

All'inizio della relazione di copertura designata, il Gruppo documenta gli obiettivi nella gestione del rischio e la strategia nell'effettuare la copertura, nonché il rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura e se si prevede che le variazioni delle disponibilità liquide dell'elemento coperto e dello strumento di copertura si compenseranno tra loro.

Quando uno strumento finanziario derivato è designato come strumento di copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi finanziari, la parte efficace delle variazioni del fair value dello strumento finanziario derivato viene rilevata nel Prospetto di conto economico complessivo e presentata nella riserva di copertura dei flussi finanziari. La parte efficace delle variazioni di fair value dello strumento finanziario derivato che viene rilevata nel Prospetto di conto economico complessivo è limitata alla variazione cumulata del fair value dello strumento coperto (al valore attuale) dall'inizio della copertura. La parte inefficace delle variazioni di fair value dello strumento finanziario derivato viene rilevata immediatamente nell'utile/(perdita) del periodo.

In una relazione di copertura, il Gruppo designa come strumento di copertura solo la variazione del fair value dell'elemento a pronti del contratto a termine come strumento di copertura in una relazione di copertura dei flussi finanziari.

Se la copertura cessa di soddisfare i criteri di ammissibilità o lo strumento di copertura è venduto, giunge a scadenza o è esercitato, la contabilizzazione delle operazioni di copertura cessa prospetticamente.

Quando cessa la contabilizzazione delle operazioni di copertura per le coperture di flussi finanziari, l'importo accumulato nella riserva di copertura dei flussi finanziari rimane nel patrimonio

netto fino a quando, nel caso di copertura di un'operazione che comporta la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, è incluso nel costo dell'attività o della passività non finanziaria al momento della rilevazione iniziale o, nel caso delle altre coperture di flussi finanziari, è riclassificato nell'utile/(perdita) del periodo nello stesso periodo o negli stessi periodi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita) del periodo.

Se non si prevedono più futuri flussi finanziari coperti, l'importo deve essere riclassificato immediatamente dalla riserva per la copertura di flussi finanziari e dalla riserva per i costi della copertura nell'utile/(perdita) del periodo.

Una relazione di copertura risulta efficace se e solo se rispetta i seguenti requisiti:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- il rischio di credito non è dominante rispetto alle variazioni di valore; e
- il rapporto di copertura (c.d. "hedge ratio") è il medesimo utilizzato per finalità di risk management ovvero la quantità coperta dell'elemento oggetto di copertura e la quantità dello strumento di copertura utilizzata per coprire l'elemento coperto.

Il Gruppo procede a effettuare il basis adjustment, riclassificando il risultato efficace della copertura a rettifica del valore di prima iscrizione dell'oggetto coperto, in caso di coperture di cash flow hedge di elementi non finanziari.

Tuttavia, per tutte le coperture di flussi finanziari, comprese quelle delle operazioni che comportano la rilevazione di un'attività o una passività non finanziaria, gli importi accumulati nella riserva di copertura dei flussi finanziari sono stati riclassificati nell'utile/(perdita) del periodo nello stesso periodo o negli stessi periodi in cui i flussi finanziari futuri attesi coperti hanno un effetto sull'utile/(perdita).

Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio transattivo sul prezzo delle *commodities* e al rischio di variazione dei tassi di interesse, al 30 giugno 2024 sono i seguenti:

					30 giugno 2024	
valore di nozionale					Fair Value	
	Scadenza 1 anno	Scadenza da 1 anno a 5 anni	Scadenza oltre 5 anni	Totale Nominale	Attivo	Passivo
<i>(Milioni di Euro)</i>						
Gestione del rischio sul tasso di interesse						
- Cash flow hedge	3	332	141	477	33,4	0,0
<i>migliaia di Mwh</i>						
Gestione del rischio sul prezzo delle commodity						
- Cash flow hedge	1.507	5.693	8.106	15.305	39,3	115,5
Totale strumenti derivati					72,6	115,5
<i>- di cui in Cash flow Hedge</i>					72,6	115,5
<i>- di cui non in Cash flow Hedge</i>					-	-

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura si rimanda al **Prospetto di conto economico complessivo**.

NOTA 39 - GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Fideiussioni prestate (812 milioni di Euro)

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

Altre garanzie e impegni prestatati (13 milioni di Euro)

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

VI. FISCALITA'

NOTA 40 - IMPOSTE SUL REDDITO

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

Imposte correnti

Le imposte correnti sono rilevate in base ad una previsione dell'onere di pertinenza del periodo, tenendo anche conto degli effetti relativi all'adesione al Consolidato fiscale della maggior parte delle società del Gruppo.

Il Gruppo ha determinato che gli interessi e le penali relativi alle imposte sul reddito, compresi i trattamenti contabili da applicare alle imposte sui redditi di natura incerta, sono contabilizzati in conformità allo IAS 37 Fondi, Passività potenziali e attività potenziali in quanto non soddisfano la definizione di imposte sul reddito.

L'ammontare delle imposte dovute o da ricevere, determinato sulla base delle aliquote fiscali vigenti o sostanzialmente in vigore alla data di chiusura del periodo, include anche la miglior stima dell'eventuale quota da pagare o da ricevere che è soggetta a fattori di incertezza.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte correnti per le società italiane è pari all'aliquota nominale IRES (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 4,82% - 5,57%).

Di seguito le aliquote relative alle società estere consolidate integralmente:

Francia 25%;

Germania 26,6% - 32,2%;

UK 19% (25% dal 1° aprile 2023);

Romania 16%;

Polonia 19%;

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

Svezia 20,6%;

Spagna 25%;

Stati Uniti (Federal Tax + State Tax) 29,8% - 30,5%.

Il 22 dicembre 2022 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il testo della Direttiva 2022/2523/Ue, che prevede il recepimento nella legislazione comunitaria della disciplina della tassazione minima globale ("Global Minimum top-up Tax") prevista dal Pillar 2 elaborato dall'OCSE nell'ambito dell'Action 1 del progetto BEPS ("Base Erosion and Profit Shifting"). L'obiettivo della Direttiva è quello di limitare la concorrenza fiscale dannosa tra gli Stati, fissando al 15% il livello minimo di tassazione effettiva (Effective Tax Rate - ETR), a livello aggregato per singolo Stato, tramite l'applicazione di un'eventuale imposta integrativa (Top-Up-Tax, TUT).

In base a quanto disposto dalla Direttiva, la nuova normativa deve essere recepita nell'ordinamento degli Stati membri dell'Unione Europea entro il 31 dicembre 2023 ed entra in vigore a partire dall'anno di imposta 2024. In Italia, la Direttiva 2022/2523/Ue è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il Decreto Legislativo 27 dicembre 2023, n. 209, entrato in vigore il 29 dicembre 2023.

Si ricorda che in Bulgaria, unico Paese in cui il Gruppo operava con un Effective Tax rate inferiore al 15%, è stata introdotta, a partire dal 2024, una "Qualified Domestic Minimum Tax", che ha adeguato il livello di tassazione minima al 15% per i gruppi soggetti al Pillar 2.

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

(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	Variazione
Imposte correnti sul reddito	78.015	35.092	42.923
Imposte esercizi precedenti	1.189	(404)	1.593
Imposte differite e anticipate	(71.761)	(2.188)	(69.574)
TOTALE	7.443	32.501	(25.057)

NOTA 41 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

Le **Attività per imposte correnti**, pari a 32 milioni di Euro (35 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) si riferiscono principalmente ad acconti su imposte dirette relativi al primo semestre 2024.

Le **Passività per imposte correnti**, pari a 60 milioni di Euro (40 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) si riferiscono principalmente ai debiti tributari su imposte dirette relative al primo semestre 2024.

NOTA 42 - FISCALITÀ' DIFFERITA

Le **Attività per imposte differite**, pari a 106 milioni di Euro (41 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) sono determinate dal riporto a nuovo di perdite fiscali, oltre che dalle differenze temporanee relative principalmente ad ammortamenti e svalutazioni e fondi rischi e oneri.

L'aumento è principalmente dovuto agli effetti sul bilancio consolidato dell'affrancamento dei plusvalori afferenti alle Business Combination Siena e Donatello avvenute nel 2022 e oggetto di fusioni per incorporazione nel 2023.

Il Gruppo ritiene di avere la ragionevole certezza sulla recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2024.

Le **Passività per imposte differite**, pari a 239 milioni di Euro (192 milioni di Euro al 31 dicembre 2023) si riferiscono in particolare alle differenze temporanee generate dalle Purchase Price Allocation di acquisizioni passate e del periodo.

VII. ALTRE NOTE

NOTA 43 - BUSINESS COMBINATION

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

Le aggregazioni di attività aziendali sono contabilizzate utilizzando il cosiddetto "acquisition method". Il corrispettivo trasferito è valutato al fair value e comprende tutti i corrispettivi potenziali alla data di acquisizione. Le successive variazioni del fair value dei corrispettivi potenziali sono contabilizzate a conto economico, in conformità ai principi applicabili.

L'avviamento, rilevato alla data di acquisizione del controllo, è pari alla differenza fra:

- il corrispettivo trasferito e l'eventuale l'importo di qualsiasi interessenza di minoranza nell'acquisita valutata in conformità alle regole previste dall'IFRS 3 (fair value del pro-quota delle attività nette riconducibili alle interessenze di minoranza);
- il valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili valutate al fair value.

I costi correlati alle acquisizioni sono contabilizzati come spese nel periodo in cui tali costi sono sostenuti.

Nel caso di acquisizione di parchi (eolici o fotovoltaici) operativi, al fine di identificare se l'oggetto dell'acquisizione è un business in base alla definizione fornita da IFRS 3, è necessario determinare se sono stati acquistati dei processi sostanziali.

Nell'ambito di questa considerazione, nella view del management del Gruppo le attività di O&M rappresentano un processo critico per il funzionamento dei parchi, in quanto lo stesso non potrebbe produrre output o mantenere il livello di produzione senza una continua attività di O&M.

Nel caso di acquisizione di progetti (es. oggetti che ancora non generano outputs), il Gruppo ritiene che non siano soddisfatte le condizioni per poter considerare tali operazioni come business combinations.

Di conseguenza, le acquisizioni di progetti saranno trattate contabilmente come assets acquisitions.

Business combination "Falcon"

In data 29 gennaio 2024 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'acquisizione da QEnergy France SAS del 100% di **CEPE Renouvellement Haut Cabardès SAS**, società proprietaria di un portafoglio eolico e solare da 73,2 MW in Francia. In particolare, il portafoglio di impianti oggetto dell'acquisizione è composto da due parchi fotovoltaici *in operation*, per complessivi 20,4 MW di potenza, uno in avanzata fase di realizzazione di circa 28,8 MW, e da un parco eolico di 24 MW entrato in esercizio a fine 2023 a seguito di un'operazione di repowering. La produzione complessiva stimata è di circa 125 GWh/anno.

L'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico in fase di ultimazione beneficerà di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 15 anni di tipo "pay as produced" con una primaria controparte corporate.

Come da comunicato stampa del 28 dicembre 2023, il valore dell'operazione in termini di enterprise value è stato pari a circa 86 milioni di euro, con un equity value pari a circa 17 milioni di euro.

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

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2024.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 6 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target, inclusivo di componenti differite del corrispettivo di acquisizione (call option su azionisti terzi presenti sulle società che detengono gli impianti fotovoltaici *in operation*). Si segnala inoltre che è stata assunta una posizione finanziaria netta per un totale di 86 milioni di Euro, inclusiva dello Shareholder loan. Si precisa che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 0,4 milioni di Euro, inerenti a spese legali e costi per *due diligence*, sostenuti nel periodo 2023. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi nel rispettivo periodo.

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

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

Impatto consolidamento Falcon

<i>Euro migliaia</i>	<i>Situazione di acquisizione</i>	<i>Rettifica alla situazione di acquisizione</i>	<i>Attività acquisite e passività assunte</i>
Autorizzazioni e Concessioni	-	21.816	21.816
Immobili, impianti e macchinari	86.621	(5.660)	80.961
Attività per diritti di utilizzo	6.658		6.658
Altre attività finanziarie non correnti	40		40
Attività per imposte differite	-	8.691	8.691
Attività non correnti	93.319	24.846	118.165
Rimanenze	143		143
Crediti commerciali	418		418
Altri crediti e attività correnti	4.366	-	4.366
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	1.098		1.098
Attività correnti	6.025	-	6.025
TOTALE ATTIVITA'	99.344	24.846	124.190
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	8.310	(10.438)	(2.129)
Partecipazioni di terzi	-	1.687	1.687
Patrimonio Netto Totale	8.310	(8.751)	(442)
Passività per imposte differite	-	5.513	5.513
Fondo oneri smantellamento	2.426	844	3.270
Altri fondi non correnti	-	3.178	3.178
Strumenti valutati al Fair Value	-	20.205	20.205
Passività finanziarie non correnti*	65.270	-	65.270
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	6.449	-	6.449
Altre passività non correnti	-	-	-
Passività non correnti	74.145	29.739	103.884
Debiti commerciali	3.259	3.596	6.855
Passività finanziarie correnti*	13.169	-	13.169
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	209	-	209
Passività per imposte correnti	253	-	253
Passività correnti	16.890	3.596	20.486
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	99.344	24.584	123.928
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(83.998)	(1.556)	(85.554)

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (1° gennaio 2024) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

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

nella colonna **Rettifica alla situazione di acquisizione** sono stati inclusi i seguenti *fair value* determinati a titolo provvisorio:

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Autorizzazioni e Concessioni" tenendo in considerazione un orizzonte temporale di benefici economici futuri pari ad un periodo di 40 anni per il business solare e 35 anni per il business eolico;
- **immobili, impianti e macchinari:** la voce accoglie in particolare l'adeguamento al fair value di alcune attività materiali

riferite al business solare;

- **strumenti valutati al fair value:** accoglie il *fair value* positivo degli strumenti derivati a copertura del tasso di interesse del project financing;
- **altre passività non correnti:** riferite all'iscrizione del *fair value* stimato alla data di rilevazione iniziale dei contratti di vendita dell'energia a lungo termine a prezzo fisso (PPA e CfD);
- **attività per imposte differite e passività per imposte differite:** riferite alla allocazione di cui sopra;
- **altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali determinate in sede di acquisizione.

Determinazione dell'avviamento

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento come illustrato nella tabella seguente:

Corrispettivo dell'acquisizione (inclusivo delle componenti differite)	5.567
Fair value dei net asset acquisiti	(442)
Avviamento	6.009

Contributo Falcon nel primo semestre 2024

La data di primo consolidamento (1° gennaio 2024) corrisponde alla data di apertura del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato; pertanto, la società acquisita ha interamente contribuito nel periodo al Conto Economico del Gruppo con ricavi pari a 2 milioni di Euro, un margine operativo lordo pari a 1 milione di Euro, e un risultato netto negativo di periodo di competenza del Gruppo di 2 milioni di Euro. Si ricorda che il perimetro comprende un parco fotovoltaico da 28,8 MW in esercizio dalla fine di giugno che non ha contribuito in misura materiale ai ricavi del Gruppo al 30 giugno 2024.

Business combination “Pinnacle”

In data **24 aprile 2024** ERG, tramite la propria controllata ERG USA Holding, Inc., ha perfezionato l'acquisizione da Apex Clean Energy Holdings, LLC – primario sviluppatore indipendente americano di energia pulita con il quale ERG ha in essere una partnership strategica – del 75% di Project Pinnacle I, LLC, società proprietaria di un portafoglio composto da un impianto eolico e uno solare in USA, entrambi in esercizio rispettivamente dal 2023 e dalla seconda metà del 2022, per complessivi 317 MW di capacità installata e una produzione stimata di circa 1 TWh.

In particolare, il portafoglio si compone di un parco eolico onshore da 224,4 MW situato in Iowa, con una produzione stimata annua di oltre 800 GWh, e di un parco fotovoltaico da 92,4 MW situato in Illinois, 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.

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

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° aprile 2024.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo dell'acquisizione è risultato pari a 245 milioni di Euro (268 milioni di dollari) per l'acquisizione del 75% del capitale sociale della società target.

Si precisa che il corrispettivo dell'acquisizione in Euro è presentato al netto dell'effetto positivo della copertura dal rischio cambio tra il Signing del 21 dicembre 2023 e il Closing del 24 aprile 2024 di circa 6 milioni di Euro.

Si segnala inoltre che è stata assunta una posizione finanziaria netta costituita principalmente dalle disponibilità liquide per un totale netto di 10 milioni di Euro.

Infine, si specifica che i costi correlati all'acquisizione sostenuti dal Gruppo sono pari complessivamente a 6,1 milioni di Euro, di cui 1,6 milioni di Euro sostenuti nell'esercizio 2023, inerenti a spese legali e costi per *due diligence*. Tali costi sono stati inclusi nella voce Costi per servizi ed altri costi operativi nei rispettivi periodi.

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

Euro migliaia	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Autorizzazioni e Concessioni	-	181.578	181.578
Altre immobilizzazioni immateriali	812	-	812
Immobili, impianti e macchinari	425.782	-	425.782
Attività per diritti di utilizzo	34.367	-	34.367
Attività per imposte differite	28.068	-	28.068
Attività non correnti	489.030	181.578	670.607
Crediti commerciali	3.211	-	3.211
Altri crediti e attività correnti	11.663	-	11.663
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	26.563	-	26.563
Attività correnti	41.437	-	41.437
TOTALE ATTIVITA'	530.466	181.578	712.044
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	179.111	53.299	232.410
Partecipazioni di terzi	-	77.470	77.470
Patrimonio Netto Totale	179.111	130.769	309.880
Passività per imposte differite	20.725	50.809	71.533
Fondo oneri smantellamento	6.153	-	6.153
Strumenti valutati al Fair Value	99.879	-	99.879
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	34.026	-	34.026
Altre passività non correnti**	171.783	-	171.783
Passività non correnti	332.565	50.809	383.373
Debiti commerciali	1.882	-	1.882
Passività finanziarie correnti*	16.431	-	16.431
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	477	-	477
Passività correnti	18.790	-	18.790
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	530.466	181.578	712.044
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(24.371)	-	(24.371)

**La Passività Tax Equity Partnership USA pari a 155 milioni di Euro ha impatto sulla Posizione Finanziaria Netta riclassificata secondo quanto indicato nel Richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 del 29 aprile 2021.

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (1° aprile 2024) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti eolici e fotovoltaici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori, i costi direttamente imputabili al bene e rettifiche dei corrispondenti fondi ammortamento e la capitalizzazione dei costi di smantellamento;
- **attività per diritti di utilizzo:** iscrizione del diritto di utilizzo sui terreni secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IFRS 16;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente sul conto corrente nonché liquidità vincolata al verificarsi di determinate condizioni a breve termine previste dal contratto;
- **fondo oneri smantellamento:** fondi per oneri di smantellamento contabilizzati in contropartita all'incremento del valore contabile dell'attività;
- **strumenti valutati al fair value:** accoglie il *fair value* negativo dei contratti di VPPA acquisiti.
- **altre passività non correnti:** passività valutata al *fair value* principalmente nei confronti del Tax Equity Partner del progetto eolico nell'ambito dell'incentivo PTC.
- **passività finanziarie per beni in leasing:** iscrizione del valore attuale dei pagamenti dovuti per il diritto di utilizzo sui terreni;
- **passività finanziarie correnti:** contropartita della liquidità vincolata a breve termine;

nella colonna **Rettifica alla situazione di acquisizione** sono stati inclusi i seguenti *fair value* determinati a titolo provvisorio:

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Autorizzazioni e Concessioni" tenendo in considerazione un orizzonte temporale di benefici economici futuri pari ad un periodo di 40 anni per il parco fotovoltaico e di 35 anni per il parco eolico;
- **patrimonio netto di terzi:** riconoscimento del 25% della Società Project Pinnacle I, LLC al socio di minoranza;
- **passività per imposte differite:** riferite alla allocazione di cui sopra.

Determinazione dell'avviamento

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è rilevata ad avviamento come illustrato nella tabella seguente:

Corrispettivo dell'acquisizione	251.174
Copertura dal rischio cambio	(6.129)
Totale Corrispettivo	245.045
Fair value dei net asset acquisiti	232.410
Avviamento	12.635

Contributo Pinnacle nel primo semestre 2024

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° aprile 2024) e la data di riferimento del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato le società acquisite hanno contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi, inclusi dei proventi da Tax Equity Partnership, pari a 13 milioni di Euro, con un margine operativo lordo di 12 milioni di Euro e un risultato netto di periodo positivo di Gruppo di 2 milioni di Euro. Si precisa che se l'acquisizione fosse avvenuta in data 1° gennaio 2024 le società acquisite avrebbero contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi, inclusi dei proventi da Tax Equity Partnership, pari a 28 milioni di Euro, con un margine operativo lordo pari a 25 milioni di Euro, e un risultato netto di periodo positivo di 3 milioni di Euro.

NOTA 44 - POSTE NON RICORRENTI

Come richiesto dalla delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Si precisa che le suddette "Poste non ricorrenti" sono parte degli *special items* indicati in [Relazione Intermedia sulla Gestione](#).

	(migliaia di Euro)	1° semestre 2024	1° semestre 2023	
Ricavi		-	-	
Altri Proventi		-	-	
Costi per acquisti		-	-	
Variazione delle rimanenze		-	-	
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	(6.295)	4)	(1.769)
Costi del lavoro		-	-	
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	2)	(1.041)	-	
Proventi (oneri) finanziari netti		-	5)	(4.367)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(60)	6)	5.149
Imposte sul reddito	3)	30.135	7)	2.822
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		22.740	1.835	
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate		-	8)	(37.940)
Risultato netto poste non ricorrenti		22.740	(36.105)	
Risultato di azionisti terzi		-	-	
Risultato netto poste non ricorrenti		22.740	(36.105)	

Nel primo semestre 2024:

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

Nel primo semestre 2023:

- 4) oneri accessori legati alle operazioni straordinarie concluse, in corso di realizzazione o non andate a buon fine e ad accantonamenti sul Fondo Business Dismessi;
- 5) oneri correlati alla chiusura anticipata di due Project Financing inclusi i relativi IRS e i relativi effetti rinegoziazione finanziamenti contabilizzati secondo il principio contabile internazionale IFRS 9, nell'ambito delle attività di Liability Management;
- 6) i proventi da partecipazioni si riferiscono principalmente a due congruagli prezzi sulle cessioni di partecipazioni avvenute in esercizi pregressi;
- 7) la voce comprende principalmente l'effetto fiscale delle poste sopra commentate;
- 8) il risultato netto delle attività operative cessate si riferisce alla svalutazione del CCGT pari a 38 milioni di Euro.

NOTA 45 - PARTI CORRELATE

Come richiesto dalla delibera Consob 15519 del 27 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

Le operazioni compiute da ERG con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a ERG, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare, la Fondazione Edoardo Garrone, nata come naturale evoluzione dell'impegno delle Famiglie Garrone e Mondini in campo sociale e culturale, dedicata alla memoria di Edoardo Garrone che nel 1938 avviò l'attività industriale del Gruppo ERG.

La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna ERG **Procedura per le operazioni con parti correlate**, emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione. Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nella **Nota 46 - Elenco società del Gruppo e operazioni di periodo** nella sezione dedicata all'elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano crediti e attività correnti per i quali si rimanda a quanto riportato nelle **Ulteriori informazioni** della presente nota.

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

30/06/2024

	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre società non consolidate	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	-	-	-	54	54	0%
Altri crediti e attività correnti	1.671	-	-	-	1.671	0%
Debiti commerciali	-	-	-	(119)	(119)	0%
Altre passività correnti	-	(510)	(341)	(14)	(865)	2%

31/12/2023

	ERG Petroleos	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre società non consolidate	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Crediti commerciali	-	-	-	77	77	0%
Altri crediti e attività correnti	1.611	-	-	-	1.611	0%
Debiti commerciali	-	-	-	(107)	(107)	0%
Altre passività correnti	-	(682)	(665)	-	(1.347)	4%

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sul risultato economico

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per il periodo e costi per servizi relativi all'emolumento per la carica di Presidente ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

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

30/06/2024

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

30/06/2023

	Priolo Servizi S.C.p.A.	Fondazione Edoardo Garrone	Amministratori e Sindaci	Dirigenti strategici	Altre	Totale	% di incidenza sulla voce totale
Ricavi	8.231	-	-	-	-	8.231	2%
Altri proventi	-	-	-	-	78	78	1%
Costi per servizi e altri costi operativi	(3.897)	(100)	(3.329)	-	-	(7.326)	9%
Costi del lavoro	-	-	-	(1.304)	-	(1.304)	5%

NOTA 46 - ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO E OPERAZIONI DI PERIODO

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

- in data 9 gennaio 2024 è stata costituita la società di diritto statunitense ERG USA Holding, Inc., con sede legale in 1209 Orange Street, Wilmington, New Castle County, Delaware 19801 e capitale sociale emesso pari a 1,00 USD, sottoscritto e versato da ERG Power Generation S.p.A.;
- in data 4 marzo 2024 è stata deliberata la variazione della denominazione sociale di due società di diritto polacco società come segue: Blachy Pruszyński-Energia sp. z o.o in ERG Wind Słupia sp. z o.o., Hydro Inwestycje sp. z o.o. in ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.
- in data 23 aprile 2024 sono state costituite le società di diritto tedesco ERG Wind Beckedorf GmbH & Co. KG ed ERG Wind Brunsbüttel GmbH & Co. KG, entrambe con sede legale in Amburgo, Jungfernstieg 1 e capitale sociale di Euro 5.000, interamente sottoscritto e versato da ERG Windpark Beteiligungs GmbH;
- in data 4 giugno 2024 sono state costituite le società di diritto francese Centrale Photovoltaïque des Grandes Bruyères SAS e Solaire ERG 1 SAS, entrambe con capitale sociale di Euro 7.500, interamente sottoscritto da ERG Eolienne France SAS;
- in data 30 maggio 2024 è stata acquisita, da parte di ERG Spain Holdco, S.L.U., la totalità delle quote della società di diritto spagnolo REN BETA I, S.L.U. da RENERGETICA, S.L.U.. La Società ha in essere procedure già avviate per l'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione di un impianto fotovoltaico;

Le tabelle seguenti riportano gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al *fair value*, comprensive delle operazioni sopra dettagliate.

Elenco delle società controllate consolidate con il metodo integrale:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG S.p.A.						
ERG Power Generation S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100.000	3.562.707
ERG Power Generation S.p.A.						
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	RON	95.679	249.190
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	75.048
ERG Eolica Campania S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	120	66.897
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	7.725
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	95.835
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	40.502
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	3.500	27.569
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	188
ERG Eolienne France S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	209.551	231.824
ERG UK Holding Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	16.636
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	50	21.134
ERG Wind Investments S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	97.046	470.756
ERG Windpark Beteiligungs GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	6.659
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	98
EW Ornet 2 sp. z o.o.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	164.688	200.787
Green Vicari S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	119	14.206
ERG Solar Holding S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	121.485
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	100	196
Andromeda PV S.r.l.	Genova (Italia)	100%	79%	Euro	50	70.102
ERG Poland Holding Sp. z o.o	Varsavia (Polonia)	100%	100%	PLN	10	21.342
ERG Sweden Holding AB	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	88.592
ERG Spain Holco S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	4	88.925
Ginestra S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	71.508
Breva Wind S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	7.100	455.369
ERG Sviluppo Italia S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	20	(70)
ERG USA Holding, Inc.	Wilmington, DE (USA)	100%	100%	USD	0	0

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

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG Eolienne France S.a.s.						
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	1.500
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.497
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.114	2.489
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.060	2.889
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	861	2.428
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	2.666
ERG Energies Renouvelables S.a.S.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	500	2.992
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	2.606
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	185
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	74	3.829
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	802	1.190
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.410	3.476
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.097	14.261
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	(525)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	6	2.910
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	(6.200)
Les Moulins de Fruges SAS	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	42.100	23.412
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	5.639	3.660
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	675
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	340
Holding Quesnoy 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.810	1.375
Holding Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.410	800
Omnivatt S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.201	(5.223)
Ferme Eolienne de Moquepanier S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.519	(4.158)
Ferme Eolienne de Clamecy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2.000	2.542
Crampon Puchot Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.091	354
Solaires Sisteron S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	334	(1.651)
Solaire Sénézeurgues S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	1.243
Solaire Arpajon-sur-Cere S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	451	1.509
Arsac 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.415)
Arsac 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.994)
Solaire Greoux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.645)
Solaire Salaunes S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	(1.469)
C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	12.803	
ERG Energies Renouvelables S.a.S.						
ERG Développement France S.a.s	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	(2.049)
Caen Renewables Energy S.a.s. (en liquidation)	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	0	-
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	29
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(98)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	67
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(677)
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(94)
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(71)
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(72)
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(37)
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(43)
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(52)
ERG Solar Holding S.r.l.						
Calabria Solar S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	21.148
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	17.860
ERG UK Holding Ltd						
Craigmore Energy Limited	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	0
Creag Riabhach Wind Farm Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	50	(0)
Evishagaran Windfarm LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	8.455
Sandy Knowe Wind Farm LTD	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	(525)
Corlacky Energy LTD	Belfast (UK)	100%	100%	GBP	0	0

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

	Sede legale	Quota di partecipazio ne diretta	Quota di partecipazion e di Gruppo	Valut a (¹ 000)	Capitale Sociale (¹)	Patrimonio Netto (¹)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.						
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.379	10.710
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.179	6.074
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	9.524
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.051	9.707
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	10.286
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	4.113	10.210
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	1.520	4.107
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.034	8.361
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.057	8.497
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.955	10.549
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.059	8.694
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	3.023	8.316
Wind Park Kavarna East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	505	6.574
Wind Park Kavarna West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	175	6.805
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	BGN	2.157	3.948
ERG Wind France 1 S.a.s.						
Cepe de Montbeliard S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	365	2.621
Cepe de Murat S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	444	4.265
Cepe de Saint Florentin S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	251	1.022
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	1.335
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	100	3.145
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	80	1.943
ERG Wind French Holdings S.a.s.						
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	297
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	540
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.037	380
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.164	1.946
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	824
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	15	936
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	241
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	505	(188)
Parc Eolien de Oyré Saint Sauveur S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	176
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(3.453)
ERG Wind Investments S.r.l.						
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	212	202.088
ERG Wind MEI 2-14-1 Limited	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(5.366)
ERG Wind MEI 2-14-2 Limited	Londra (UK)	100%	100%	Euro	0	(933)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.						
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova (Italia)	66%	100%	Euro	1.525	302.102
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	81.885
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	44.231
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.						
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	43.255
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	77	22.792
ERG Wind MEI 2-14-1 Limited						
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	38.575
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	32.392
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	33.086
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽²⁾	Londra (UK)	80%	100%	Euro	-	31.844

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

⁽²⁾ il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
ERG Windpark Beteiligungs GmbH						
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.889)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.992)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	0	-
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	1
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	(8.556)
Windpark Achmer Vint GmbH & Co. KG RENDITEFONDS	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	7.500	(3.754)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	14	(2.641)
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	2	(527)
ERG Development Germany GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	3	(130)
UGE Barkow GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(3.300)
UGE Barkow Zwei GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.091)
UGE Barkow Drei GmbH & und Co. KG UMWELTGERECHTE ENERGIE	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	1	(2.441)
ERG Germany GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	210	(969)
ERG Wind Ebersgrun GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(5.276)
ERG Wind Hollige GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(7.891)
ERG Wind Norath GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(5.939)
ERG Wind Offenheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(7.753)
ERG Wind Nack GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	10	(6.263)
ERG Windpark Aukrug GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Windpark Reinsdorf GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Windpark Heyen GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Windpark Bokel GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Windpark Jeggeleben GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5
ERG Wind Offenheim GmbH & Co. KG						
Infrastrukturgesellschaft Erbes-Büdesheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	43%	78%	Euro	3	
ERG Wind Nack GmbH & Co. KG						
Infrastrukturgesellschaft Erbes-Büdesheim GmbH & Co. KG	Amburgo (Ger.)	35%	78%	Euro	3	
EW Ornetta 2 sp z o.o.						
ERG Wind Słupia sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	7.100	89.525
ERG Wind Szydłowo sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	42	60.739
Les Moulins de Fruges SAS						
Société d'exploitation du Parc Eolien de Mont Felix S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.891	3.030
Société d'exploitation du Parc Eolien de Fond du Moulin S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	344	(627)
Société d'exploitation du Parc Eolien Le Chemin Vert S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.804	(1.133)
Société d'exploitation du Parc Eolien Le Marquay S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	679	(687)
Société d'exploitation du Parc Eolien Les Trente S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.935	295
Société d'exploitation du Parc Eolien de Sole de Bellevue S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1.925	1.581
Holding Chéry S.A.S.						
Ferme Eolienne De Chéry S.a.a.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	394
Holding Quesnoy 2 S.a.s.						
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	278
ERG Poland Holding						
EW Piotrków Kujawski sp z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	5	(6.461)
Laszki Wind sp. z o.o.	Varsavia (PL)	100%	100%	PLN	5	6.338
ERG Sweden Holding AB						
Furukraft AB	Stoccolma (Svezia)	100%	100%	SEK	50	65.249
Omniwatt S.a.s.						
Omnigreen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	4.759	(29)
Capenergie 3 Wind GmbH	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	(29)
Les Eoliennes De Saint Fraigne S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	3.700	4.024
Neuilly Saint Front Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	37	(1.320)
Monnes Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.096)
Omnigreen S.a.s.						
Sainte Helene Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(3.058)
Iel Exploitation 12 S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	(1.459)
Reuilly et Diou Energies S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	601	1.270
Capenergie 3 Wind GmbH						
Saint Congard Energies S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	2	(1.332)
Crampon Puchot Energies S.a.s.						
Wkn Pikardie Verte II S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	1	4.931

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale ⁽¹⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾
C.E.P.E. Renouvellement Haut Cabardès S.a.s.						
C.E.P.E DU SOULEILLA S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	2.847
Chaume-Solar S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	60	692
C.P.E.S MAS D'EN RAMIS S.a.s.	Parigi (Francia)	60%	60%	Euro	2.375	2.819
C.P.E.S LA BREDE S.a.s.	Parigi (Francia)	57%	57%	Euro	1.053	1.140
ERG Spain Holco S.L.U.						
ERG Solar Almansa S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	27.404
ERG Solar Tabernas S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	14.546
ERG Solar Fregenal de la Sierra S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.000	13.479
ERG Solar Montiel S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	65
ERG Solar El Abuelito S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	91
ERG Solar Buenaventura S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3	153
ERG Hamburg Holding GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	Euro	25	56.925
ERG Hamburg Holding GmbH						
Garnacha Solar S.L.U.	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	6	2.070
ERG USA Holding, Inc.						
Project Pinnacle I, LLC	Wilmington, DE (USA)	75%	75%	USD	0	0
Project Pinnacle I, LLC ⁽²⁾						
Apex Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Development, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	5.474	3.566
Mulligan Solar Blocker, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Holdings II, LLC ⁽³⁾	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Mulligan Solar Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	4.592	4.757
Mulligan Solar, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	102.989	72.303
Great Pathfinder Wind Equity Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 3, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 2, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Intermediate Holdco 1, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	20.263	18.308
Great Pathfinder Holdings, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	0	0
Great Pathfinder Wind, LLC	Wilmington, DE (USA)	100%	75%	USD	376.613	371.688

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

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

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

Elenco delle società rilevate secondo il metodo del patrimonio netto:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2024
Garnacha Solar S.L.U.							
Toro Renovables 400 KV S.L.U. ⁽²⁾	Madrid (Spagna)	23,69%	23,69%	Euro	6	2.070	1.070
Società collegate							1.070

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati⁽²⁾ la Società è partecipata da altri 10 soci, titolari di altri progetti fotovoltaici, con quote di partecipazione dal 5,0% all'8,3%.

Elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2024
ERG S.p.A.							
ERG Petroleos S.A. ⁽²⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3.050	(7.032)	-
Società controllate							-
ERG Power Generation S.p.A.							
ERG Germany Verwaltungs GmbH ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	25	25	25
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione ⁽²⁾	Palermo (Italia)	99%	99%	Euro	20	250	25
Società controllate							50
ERG Eolienne France S.a.s.							
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	(3)	8
Ferme Eolienne de la voie Sacrée Sud S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	10	(72)	10
Parc Eolien Des Grandes Bornes S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien Des Jonquilles S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien De La Plaine Du Burel S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Saint Priest en Murat S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de Vent Communaux S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien de la Foye S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée de la Doulaye SAS ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Eolien des Six Chemins S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Parc Photovoltaïque de la Vallée Brousse S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Central Photovoltaïque des Grandes Bruyères S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Solaires ERG 1 S.a.s. ⁽⁴⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	Euro	8	8	8
Società controllate							124
ERG Windpark Beteiligungs GmbH							
ERG Windpark Bischhausen GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Wind Brunsbüttel GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	5
ERG Wind Beckedorf GmbH & Co. KG ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	100%	100%	Euro	5	5	5
Società controllate							5
Voltwerk Windpark Wörbzig GmbH & Co. KG							
Netzbetrieb Windpark Wörbzig GbR ⁽⁴⁾	Amburgo (Ger.)	32%	32%	Euro	2		-
Società controllate							-
ERG Solar Holding S.r.l.							
Fattoria Solare Futurasun S.r.l. ⁽⁴⁾	Genova (Italia)	100%	100%	Euro	10	10	898
Società controllate							898
ERG UK Holding Ltd							
High Cairn Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Edimburgo (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Creggan Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Longburn Wind Farm Limited ⁽⁴⁾	Londra (UK)	100%	100%	GBP	0	0	-
Società controllate							-
ERG Spain Holco S.L.U.							
REN BETA I, S.L.U. ⁽⁴⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	Euro	3		180
Società controllate							180

⁽¹⁾ dati riferiti agli ultimi bilanci approvati⁽²⁾ società in liquidazione⁽⁴⁾ società valutate al costo in quanto non operative

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Valuta ('000)	Capitale Sociale (1)	Patrimonio Netto (1)	Valore di bilancio 30.06.2024
ERG S.p.A.							
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza (Italia)	0,04%	0,06%	Euro	276	1.069	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	Euro	19.077	95.569	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova (Italia)	4,86%	4,86%	Euro	3.058	2.969	155
Altre società							465

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

NOTA 47 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2024

Dal 1° gennaio 2024 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

- Modifiche allo IAS 1 – Informativa sui principi contabili (data pubblicazione IASB febbraio 2021²⁷);
- Modifica allo IAS 8 – Definizione di stima contabile (data pubblicazione IASB febbraio 2021);
- Modifiche allo IAS 12 – Imposte differite relative ad attività e passività derivanti da una singola operazione (data pubblicazione IASB maggio 2021);
- IFRS 17 – Contratti assicurativi, compresi gli emendamenti emanati nel mese di giugno 2020 (data pubblicazione IASB maggio 2017 e giugno 2020). L'IFRS 17 è un nuovo principio contabile per la rilevazione, valutazione, presentazione ed informativa dei contratti assicurativi emessi da un'entità e/o ai contratti di riassicurazione detenuti da un'entità. Sulla base delle analisi contabili effettuate dal management del Gruppo, i contratti emessi da ERG non rappresentano transazioni che possano rientrare nella definizione di contratto assicurativo.
- Modifiche all'IFRS 17 – Prima applicazione dell'IFRS 17 e dell'IFRS 9 – Informazioni comparative (data pubblicazione IASB dicembre 2021);
- Modifiche allo IAS 12²⁸ - Riforma fiscale internazionale – Norme tipo (secondo pilastro) (data pubblicazione IASB maggio 2023). Si rimanda alla [Nota 40 - Imposte sul reddito](#) per dettagli.

NOTA 48 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC, PUBBLICATI MA NON ANCORA ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO AL 30 GIUGNO 2024

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili, se omologati dall'Unione Europea, per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2024 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Entrata in vigore	Descrizione	Data di emissione	Omologato
1° gennaio 2024	Modifiche all'IFRS 16 'Leasing' Passività per <i>leasing</i> in un'operazione di vendita e retrolocazione	22 settembre 2022	20 novembre 2023
	Modifiche allo IAS 1 'Presentation of financial statements' sulla classificazione delle attività e delle passività non correnti con <i>covenants</i>	23 gennaio 2020 15 luglio 2020 31 ottobre 2022	19 dicembre 2023
	Modifiche allo IAS 7 'Statement of Cash Flows' e all'IFRS 7 'Financial Instruments: Disclosures' sugli accordi di "supplier finance"	25 maggio 2023	15 maggio 2024
1° gennaio 2025	Modifiche allo IAS 21 'The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates' sull'assenza di scambiabilità	15 agosto 2023	No

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

²⁷ Il documento pubblicato dallo IASB include modifiche al documento "IFRS Practice Statements 2 – Making Materiality Judgements" che non sono state oggetto di omologazione da parte dell'Unione Europea in quanto non sono relative ad un principio contabile o una interpretazione.

²⁸ Emendamento che si applica immediatamente a partire dalla pubblicazione il 23 maggio 2023, retroattivamente dal 1° gennaio 2023.

NOTA 49 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Non si segnalano fatti di rilievo che possano avere un impatto sulla situazione patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2024.

NOTA 50 - DATA PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

In data 2 agosto 2024 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione del Bilancio unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 2 agosto 2024

per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente

(firmato in originale)

Edoardo Garrone

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Paolo Luigi Merli, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Michele Pedemonte, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo ERG e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato nel corso del primo semestre 2024.
2. Al riguardo si segnala che:
 - l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2024 è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'Informativa Finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Control – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - dalla valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2024:
 - è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
 - la Relazione Finanziaria semestrale comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposte. La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 2 agosto 2024

L'Amministratore
Delegato

(firmato in originale)

Paolo Luigi Merli

Il Dirigente Preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari

(firmato in originale)

Michele Pedemonte



Gruppo ERG

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2024

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

2 agosto 2024



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Piazza della Vittoria, 15 int. 10 e 11
16121 GENOVA GE
Telefono +39 010 564992
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
ERG S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti di conto economico, di conto economico complessivo, della situazione patrimoniale-finanziaria, dei flussi finanziari e delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note illustrative, del Gruppo ERG al 30 giugno 2024. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.



Gruppo ERG

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2024*

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2024 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Genova, 2 agosto 2024

KPMG S.p.A.



Andrea Carlucci
Socio