



Comunicato stampa

## Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva i risultati consolidati dei primi nove mesi 2023 e del terzo trimestre 2023

### **Terzo trimestre 2023:**

**MOL consolidato adjusted <sup>1</sup>: 102 milioni di Euro, 118 milioni nel terzo trimestre 2022**

**Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted: 35 milioni di Euro, in linea con il terzo trimestre 2022**

### **Primi nove mesi del 2023:**

**MOL consolidato adjusted: 365 milioni di Euro, 390 milioni nei primi nove mesi 2022**

**Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted: 149 milioni di Euro, 115 milioni nei primi nove mesi 2022**

- **Cessione del CCGT:** ERG esce dalle fonti fossili e diventa un operatore rinnovabile puro, accelerando il percorso verso l'obiettivo Net Zero grazie al perfezionamento dell'accordo con Achernar Energy S.p.A. per la cessione della centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) di Priolo Gargallo, Siracusa.
- **Repowering:** proseguono gli interventi di rinnovamento tecnologico degli asset eolici del Gruppo con il completamento della costruzione e l'energizzazione del parco eolico di Camporeale in Sicilia per una capacità installata complessiva di 50,4 MW.
- **Internazionalizzazione:** completata la costruzione del parco fotovoltaico di Garnacha, per complessivi 149MWp e attualmente in fase finale di commissioning, a conferma dell'importante percorso di crescita del Gruppo in Spagna.
- **Buyback programme:** alla luce della solidità finanziaria del Gruppo, lanciato il programma di acquisti di azioni ordinarie proprie fino a un massimo del 2,5% del capitale, come forma di investimento finalizzata a massimizzare la creazione di valore per la Società e per gli azionisti. Il buyback, per un importo massimo di 100 milioni di euro, sommato alla distribuzione ordinaria dei dividendi per circa 150 milioni, porta la remunerazione totale per gli azionisti nel 2023 fino a 250 milioni di euro.
- **Guidance 2023:** rivediamo leggermente al rialzo l'intervallo atteso per il margine operativo lordo ora compreso tra 490 e 520 milioni (in precedenza 480-520 milioni), confermiamo l'indicazione su investimenti, attesi tra 500 e 600 milioni di euro, indebitamento finanziario netto, tra i 1.400 e i 1.500 milioni, invariato nonostante gli esborsi previsti per il programma di buyback.

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

**Genova, 14 novembre 2023** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato i risultati consolidati dei primi nove mesi 2023 e del terzo trimestre 2023.

**Paolo Luigi Merli CEO di ERG ha commentato:**

*“I risultati operativi del trimestre sono solidi ed in linea con il nostro budget seppur in diminuzione rispetto allo scorso anno, interamente dovuto ad una comparazione particolarmente severa stante i picchi di prezzo dell’energia elettrica raggiunti nel trimestre dello scorso anno, oltre all’azzeramento del valore dell’incentivo in Italia nel 2023 per effetto della formula di calcolo. I minori prezzi di vendita tuttavia sono stati in gran parte compensati dalla significativa crescita delle produzioni, per effetto della nuova capacità installata e di migliori condizioni anemologiche. L’utile netto del trimestre è in linea con lo scorso anno grazie ad una significativa riduzione degli oneri finanziari, che scontano un miglior rendimento della liquidità. Stante il buon avvio del quarto trimestre, con buona ventosità e un’ulteriore crescita della capacità installata, rivediamo al rialzo l’intervallo del margine operativo lordo, ora compreso tra 490 e 520 milioni di euro, confermando le indicazioni su investimenti, tra 500 e 600 milioni, e indebitamento netto, tra 1400 e i 1500 milioni, nonostante gli esborsi previsti per il programma di buyback.”*

## INTERVENTI NORMATIVI IN MATERIA DI CONTENIMENTO DELL'AUMENTO DEI PREZZI ENERGIA (CLAWBACK MEASURE E WINDFALL TAX)

Nel corso del 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, già descritte nel Bilancio di Gruppo al 31 dicembre 2022.

L'applicazione di tali misure ha comportato restituzioni per un impatto negativo nei primi nove mesi 2023 pari a 9 milioni (2 milioni nel terzo trimestre 2023) sul margine operativo lordo (7 milioni sul risultato netto delle attività continue di Gruppo nei primi nove mesi 2023, 1 milione nel terzo trimestre 2023). Nei primi nove mesi del 2022, tale impatto negativo era stato pari a 21 milioni sul margine operativo lordo (54 milioni sul risultato netto delle attività continue di Gruppo<sup>2</sup>), mentre era stato pari a 15 milioni nel terzo trimestre 2022 (14 milioni sul risultato netto delle attività continue).

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

III trimestre 2023	III trimestre 2022	Variazione	(milioni di Euro)	9 mesi 2023	9 mesi 2022	Variazione
153	188	(35)	<b>RICAVI (GROSS CLAWBACK)</b>	530	562	(32)
2	15	(14)	<b>(-) clawback measures</b>	9	21	(12)
-	6	(6)	<i>Italia</i>	0	6	(6)
1	-	1	<i>Francia</i>	3	-	3
1	10	(9)	<i>Est Europa</i>	6	15	(9)
151	173	(21)	<b>RICAVI (NET CLAWBACK)</b>	521	542	(21)

<sup>2</sup> Si ricorda che i primi nove mesi 2022 comprendevano misure di windfall tax rilevate alla riga imposte sul reddito pari a 37 milioni, derivanti in particolare dal D.L. del 21 marzo 2022, oltreché l'effetto net tax delle clawback measures in Italia (4 milioni) e Romania (13 milioni), mentre il terzo trimestre 2022 includeva misure di windfall taxes rilevate alla riga imposte sul reddito pari a 1 milione, oltreché l'effetto net tax delle clawback measures in Italia (4 milioni) e Romania (8 milioni).

III trimestre 2023	III trimestre 2022	Variazione	(milioni di Euro)	9 mesi 2023	9 mesi 2022	Variazione
<b>104</b>	<b>133</b>	<b>(30)</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (GROSS CLAWBACK)</b>	<b>374</b>	<b>411</b>	<b>(37)</b>
<b>2</b>	<b>15</b>	<b>(14)</b>	<b>(-) clawback measures</b>	<b>9</b>	<b>21</b>	<b>(12)</b>
-	6	(6)	<i>Italia</i>	0	6	(6)
1	-	1	<i>Francia</i>	3	-	3
1	10	(9)	<i>Est Europa</i>	6	15	(9)
<b>102</b>	<b>118</b>	<b>(16)</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (NET CLAWBACK)</b>	<b>365</b>	<b>390</b>	<b>(25)</b>
<b>36</b>	<b>49</b>	<b>(13)</b>	<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE DI GRUPPO (GROSS CLAWBACK E WINDFALL TAX)</b>	<b>156</b>	<b>169</b>	<b>(13)</b>
<b>1</b>	<b>14</b>	<b>(12)</b>	<b>(-) clawback measures e windfall tax</b>	<b>7</b>	<b>54</b>	<b>(47)</b>
0	5	(5)	<i>Italia</i>	0	41	(41)
1	-	1	<i>Francia</i>	3	-	3
0	8	(8)	<i>Est Europa</i>	5	13	(8)
<b>35</b>	<b>35</b>	<b>(1)</b>	<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE DI GRUPPO (NET CLAWBACK)</b>	<b>149</b>	<b>115</b>	<b>34</b>

Per chiarezza espositiva nel presente documento i risultati adjusted sia del 2023, sia dei periodi comparativi del 2022, saranno rappresentati al netto di tali oneri e saranno quindi da intendersi "net clawbacks e windfall taxes".

Si ricorda che il terzo trimestre 2022 includeva misure di clawback measures in Romania per 8 milioni; dal quarto trimestre 2022, tale impatto è stato direttamente assorbito come cap nel prezzo di cessione dell'energia elettrica.

## HIGHLIGHTS

Adjusted <sup>(1)</sup> III trimestre			Adjusted <sup>(1)</sup> 9 mesi	
2023	2022 <sup>(2)</sup>	(milioni di Euro)	2023	2022 <sup>(2)</sup>
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>				
151	173	Ricavi	521	542
<b>102</b>	<b>118</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>365</b>	<b>390</b>
<b>50</b>	<b>60</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>204</b>	<b>224</b>
<b>35</b>	<b>35</b>	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo</b>	<b>149</b>	<b>115</b>
34	54	Risultato netto di Gruppo Reported <sup>(3)</sup>	112	459
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>				
<b>3.536</b>	<b>3.140</b>	<b>Capitale investito netto attività continue<sup>(4)</sup></b>	<b>3.536</b>	<b>3.140</b>
2.134	1.831	Patrimonio netto	2.134	1.831
1.406	1.542	Indebitamento finanziario netto attività continue <sup>(4)</sup>	1.406	1.542
180	254	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(5)</sup>	180	254
40%	46%	Leva finanziaria	40%	46%
<b>67%</b>	<b>68%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>70%</b>	<b>72%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>				
<b>3.117</b>	<b>2.760</b>	<b>Totale capacità installata a fine periodo</b>	<b>3.117</b>	<b>2.760</b>
		MW		
<b>1.225</b>	<b>970</b>	<b>Totale produzioni di energia elettrica</b>	<b>4.214</b>	<b>3.625</b>
		GWh		
1.496	1.440	Capacità installata Italia a fine periodo	1.496	1.440
		MW		
584	493	Produzione di energia elettrica in Italia	1.933	1.745
		GWh		
600	600	Capacità installata Francia a fine periodo	600	600
		MW		
229	187	Produzione di energia elettrica in Francia	879	733
		GWh		
327	327	Capacità installata Germania a fine periodo	327	327
		MW		
107	82	Produzione di energia elettrica in Germania	412	403
		GWh		
311	70	Capacità installata UK & Nordics a fine periodo	311	70
		MW		
109	30	Produzione di energia elettrica UK & Nordics	326	145
		GWh		
117	92	Capacità installata Spagna a fine periodo	117	92
		MW		
66	58	Produzione di energia elettrica in Spagna	156	145
		GWh		
266	231	Capacità installata in East Europe	266	231
		MW		
130	120	Produzione di energia elettrica in East Europe	506	454
		GWh		
<b>65</b>	<b>605</b>	<b>Investimenti<sup>(6)</sup></b>	<b>377</b>	<b>823</b>
		milioni di Euro		
<b>631</b>	<b>574</b>	<b>Dipendenti a fine periodo<sup>(7)</sup></b>	<b>631</b>	<b>574</b>
		Unità		

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

(2) I dati comparativi dei primi nove mesi 2022 adjusted e del terzo trimestre 2022 adjusted sono rappresentati al netto delle misure di clawback measures e delle windfall taxes.

(3) Gli indicatori economici reported includono gli special items e le relative imposte teoriche correlate.

(4) L'indebitamento finanziario netto attività continue adjusted e il Capitale Investito Netto attività continue adjusted sono rappresentati in applicazione dell'IFRS 5 ed al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16.

(5) Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

(6) Investimenti in impianti, immobili e macchinari ed altre immobilizzazioni immateriali. I primi nove mesi 2023 comprendono, inoltre, gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 184 milioni effettuati in Spagna.

(7) Il numero dei dipendenti non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT, ceduta in data 17 ottobre 2023.

<i>Adjusted</i> III trimestre			<i>Adjusted</i> 9 mesi		
2023	2022	(milioni di Euro)	2023	2022	
<b>RICAVI NETTI UNITARI <sup>(8)</sup></b>					
97	183	Italia - Eolico	Euro/MWh	111	139
339	309	Italia - Solare	Euro/MWh	342	319
86	95	Francia - Eolico	Euro/MWh	91	92
96	97	Francia - Solare	Euro/MWh	96	97
137	179	Germania - Eolico	Euro/MWh	148	150
120	66	UK & Nordics - Eolico	Euro/MWh	95	159
135	111	Spagna - Solare	Euro/MWh	132	130
72	168	Est Europa - Eolico	Euro/MWh	93	153

(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, inclusivi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

## COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

---

Si precisa che, coerentemente con i precedenti trimestri<sup>3</sup>, i risultati *adjusted* non includono il contributo del business termoelettrico, riclassificato, nel presente documento, alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" in applicazione dell'IFRS 5 e la cui cessione si è perfezionata in data 17 ottobre 2023.

### Terzo Trimestre

Nel terzo trimestre 2023 i **ricavi adjusted** sono pari a 151 milioni in diminuzione di 21 milioni rispetto al terzo trimestre 2022 (173 milioni), a causa dei minori prezzi di mercato registrati in tutti i paesi, fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati dello stesso periodo dello scorso anno e per l'azzeramento del valore dell'incentivo GRIN in Italia (pari a 43 Euro al MWh nel 2022), solo in parte compensati dalle maggiori produzioni eoliche e solari registrate nel periodo (pari a 1,2 TWh, in aumento del 26%) e dalla maggiore capacità installata sia a seguito della recente acquisizione avvenuta nel secondo trimestre 2023 in Spagna<sup>4</sup>, sia a seguito dell'entrata in esercizio dei primi parchi di repowering in Italia nel 2023 e dei parchi sviluppati internamente in Regno Unito e Svezia tra fine 2022 e inizio 2023.

Il **marginale operativo lordo adjusted**<sup>5</sup>, al netto degli special items, si attesta a 102 milioni, in diminuzione di 16 milioni rispetto ai 118 milioni registrati nel terzo trimestre 2022. In sintesi:

### ITALIA

- **Eolico (-24 milioni)**: margine operativo lordo pari a 36 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al terzo trimestre 2022 (59 milioni) per effetto dei minori prezzi di mercato catturati, fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati del trimestre comparativo; i dati del trimestre risentono peraltro dell'azzeramento del valore dell'incentivo (pari a 43 Euro al MWh nel 2022) oltreché dei minori prezzi catturati sulle produzioni non coperte, solo in parte compensati dalle maggiori produzioni del periodo e dai primi contributi del parco eolico oggetto di Repowering entrato in esercizio a fine secondo trimestre. Le produzioni sono state pari a 492 GWh nel terzo trimestre 2023 rispetto ai 404 GWh del terzo trimestre 2022.
- **Solare (+5 milioni)**: margine operativo lordo pari a 30 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2022 (25 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati (92 GWh nel terzo trimestre 2023 rispetto agli 89 GWh del 2022) e dei migliori prezzi di copertura.

<sup>3</sup> Il Gruppo ha riclassificato i risultati del business termoelettrico alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" a partire dal Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2022.

<sup>4</sup> Si precisa che il neoacquisito impianto fotovoltaico di Fregenal de la Sierra (25 MW), consolidato patrimonialmente a partire dal 30 giugno 2023, ha contribuito ai risultati economici nel corso del terzo trimestre 2023 per circa 1 milione sul margine operativo lordo del Gruppo.

<sup>5</sup> Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 3 milioni, agli altri effetti negativi degli special items per circa 2 milioni. Il margine operativo lordo adjusted non include il contributo del business termoelettrico, la cui cessione si è perfezionata in data 17 ottobre 2023, riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".

## ESTERO

- **Eolico:** margine operativo lordo pari a 31 milioni, in linea rispetto al terzo trimestre 2022 (31 milioni) grazie al contributo derivante dai parchi costruiti internamente tra la fine del 2022 e i primi mesi del 2023 e alle maggiori produzioni del trimestre, che hanno compensato i minori prezzi di mercato, in forte contrazione rispetto a quelli particolarmente elevati del terzo trimestre 2022. Le produzioni sono state pari a 543 GWh nel terzo trimestre 2023 rispetto ai 387 GWh del terzo trimestre 2022.
- **Solare (+2 milioni):** margine operativo lordo pari a 10 milioni nel terzo trimestre 2023, in aumento rispetto al terzo trimestre 2022 (8 milioni) per effetto del contributo del neoacquisito parco solare in Spagna (25MW) e dei maggiori prezzi catturati a seguito delle coperture effettuate nel periodo. Le produzioni sono state pari a 98 GWh nel terzo trimestre 2023 rispetto ai 90 GWh del terzo trimestre 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro legato ai nuovi MW operativi è pari a 14 milioni.

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 stato pari a 50 milioni (60 milioni nel terzo trimestre 2022). Gli ammortamenti sono pari a 52 milioni, in diminuzione rispetto al 2022 (59 milioni) principalmente a seguito dell'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (8 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" e del termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (2 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di Repowering, in parte compensato dal pieno contributo dei nuovi parchi entrati in operatività in Regno Unito e Polonia sviluppati internamente.

Il **risultato netto delle attività continue di Gruppo adjusted** è pari a 35 milioni, in linea con il terzo trimestre 2022 (35 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi, compensati dalla significativa diminuzione degli oneri finanziari (-5 milioni) a seguito dell'ottimizzazione della struttura del capitale e della migliore remunerazione della liquidità. Come già indicato in premessa, la voce riflette le misure delle clawback e windfall taxes, che, per effetto della forte e repentina contrazione nei prezzi dell'energia elettrica in tutti i mercati di riferimento al di sotto dei vari "revenues cap", hanno comportato restituzioni con un impatto negativo trascurabile stimabile in circa 1 milione sul risultato netto (14 milioni nel terzo trimestre 2022<sup>6</sup>).

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 34 milioni in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2022 (54 milioni) in considerazione dei già commentati minori risultati operativi del terzo trimestre 2023. Il risultato del terzo trimestre 2023 riflette gli special items tra i quali in particolare l'adeguamento degli effetti (5 milioni) legati alla valutazione dell'impianto CCGT, con riferimento agli accordi di cessione, perfezionati in data 17 ottobre.

<sup>6</sup> Si ricorda che nel terzo trimestre 2022 la voce includeva l'effetto net tax delle clawback measures e windfall taxes in Italia (5 milioni) e Romania (8 milioni).



Nel terzo trimestre 2023, gli **investimenti** sono stati pari a 65 milioni (605 milioni nel terzo trimestre 2022) e si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo organico (63 milioni rispetto ai 91 milioni nel terzo trimestre 2022), correlati alle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield (12 milioni) e di Repowering (26 milioni) sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica, oltreché alle attività di costruzione di un parco eolico in Regno Unito per 47 MW (5 milioni). Si segnala inoltre che procedono le attività di costruzione di due parchi Greenfield in Francia per 50 MW (6 milioni), mentre sul solare proseguono le attività di Revamping degli impianti (7 milioni), volte a garantire una maggiore efficienza degli stessi.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.406 milioni**, in diminuzione (-110 milioni) rispetto al 30 giugno 2023 (1.516 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (63 milioni) principalmente correlati allo sviluppo sui progetti di Repowering in Italia più che compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (49 milioni<sup>7</sup>), dalla movimentazione delle riserve di cash flow hedge su strumenti derivati di copertura e su commodities (47 milioni), oltreché degli effetti legati alle operazioni di cessione del business termoelettrico, perfezionata in data 17 ottobre 2023.

Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei future commodities di circa 6 milioni (23 milioni al 30 giugno 2023).

L'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 settembre 2023 a 173 milioni (174 milioni al 30 giugno 2023).

### Primi nove mesi

Nei primi nove mesi del 2023 i **ricavi adjusted** sono pari a 521 milioni, in diminuzione di 21 milioni rispetto ai primi nove mesi del 2022 (542 milioni), a causa dei minori prezzi di mercato in tutti i paesi in cui il Gruppo opera, compensati in gran parte dal pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel corso del 2022, oltreché dall'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del 2022 e del 2023. Le produzioni sono risultate pari a 4,2 TWh, in aumento complessivamente di 0,6 TWh (+16%) rispetto al 2022, grazie principalmente al contributo derivante dai nuovi parchi. I primi nove mesi risultano caratterizzati da prezzi di mercato fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati del 2022, che hanno influito anche se solo in parte sui risultati in quanto il gruppo adotta una policy di copertura che prevede vendite attraverso tariffe fisse, contratti PPA a condizioni prestabilite e contratti finanziari.

Il **marginale operativo lordo adjusted**<sup>8</sup>, al netto degli special items, si attesta a 365 milioni, in diminuzione di 25 milioni rispetto ai 390 milioni registrati nei nove mesi 2022. In sintesi:

<sup>7</sup> Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

<sup>8</sup> Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a 10 milioni, agli altri effetti negativi degli special items per circa 4 milioni. Si precisa che il margine operativo lordo adjusted non include il contributo del business termoelettrico, la cui cessione si è perfezionata in data 17 ottobre 2023, riclassificato alla voce "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" in applicazione dell'IFRS 5.

## ITALIA

- **Eolico (-26 milioni)**: margine operativo lordo pari a 146 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2022 (172 milioni) per effetto dei minori prezzi catturati a seguito dell'azzeramento del valore dell'incentivo (pari a 43 Euro al MWh nel 2022), oltre che per la minor ventosità registrata. Tali effetti sono compensati in misura significativa ma solo parziale dall'effetto perimetro derivante dal contributo dei parchi eolici acquisiti nel 2022 e dei repowering entrati in esercizio nel 2023. Le produzioni sono state pari a 1,7 TWh nei primi nove mesi 2023 rispetto ai 1,5 TWh del periodo corrispondente 2022 principalmente per effetto perimetro (+0,2 TWh).
- **Solare (+6 milioni)**: margine operativo lordo pari a 68 milioni, in aumento rispetto ai primi nove mesi del 2022 (62 milioni) per effetto del pieno contributo dei parchi fotovoltaici acquisiti nel secondo semestre 2022 e dei maggiori prezzi catturati grazie alle coperture effettuate pur in un contesto di scenario prezzi inferiori nel periodo di riferimento. Le produzioni sono state pari a 217 GWh nei primi nove mesi 2023 rispetto ai 212 GWh del periodo corrispondente 2022 principalmente per effetto perimetro (+21 GWh), in parte compensati dal minor irraggiamento del periodo.

## ESTERO

- **Eolico (-7 milioni)**: margine operativo lordo pari a 145 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2022 (152 milioni) prevalentemente per effetto dei minori prezzi di mercato catturati in tutti i paesi in cui il Gruppo opera, solo in parte compensato dal contributo derivante dai parchi costruiti internamente ed entrati in operatività a fine 2022 e nei primi mesi del 2023 in Polonia, Regno Unito, Svezia e Francia e dalla maggiore ventosità registrata in alcune geografie.
- **Solare (+1 milione)**: margine operativo lordo pari a 23 milioni, in lieve aumento rispetto ai primi nove mesi del 2022 (21 milioni) per effetto del contributo del neoacquisito parco fotovoltaico in Spagna (25 MW) e di un miglior irraggiamento registrato in Spagna.

Complessivamente l'effetto perimetro legato ai nuovi MW operativi è pari a 51 milioni.

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 stato pari a 204 milioni (224 milioni nei primi nove mesi del 2022). Gli ammortamenti sono pari a 161 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2022 (166 milioni) e riflettono il pieno contributo dei nuovi asset (23 milioni) più che compensato sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri (19 milioni) per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" che dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (8 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

Il **risultato netto delle attività continue di Gruppo adjusted** è pari a 149 milioni in sensibile aumento rispetto ai primi nove

mesi del 2022 (115 milioni) e riflette, oltre a quanto già sopra commentato, minori oneri finanziari per 6 milioni (18 milioni nei primi nove mesi 2022) e minori imposte. Si ricorda che i risultati del 2022 includevano gli effetti del Contributo Extraprofitto (introdotto dal D.L. 21 marzo 2022) per 37 milioni, rilevato nelle imposte sul reddito.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 112 milioni, in diminuzione rispetto ai 459 milioni dei primi nove mesi del 2022. Si ricorda che il risultato dei primi nove mesi 2022 comprendeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni avvenuta in data 3 gennaio 2022 (pari a circa 324 milioni). Il risultato dei primi nove mesi del 2023 riflette gli special items legati all'operazione di cessione dell'impianto CCGT, per un ammontare complessivo netto pari a 43 milioni.

Nei primi nove mesi del 2023, gli **investimenti** sono stati pari a 377 milioni (823 milioni nei primi nove mesi del 2022) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi solari (184 milioni) in Spagna avvenute nel mese di giugno 2023, alle attività di sviluppo organico (193 milioni rispetto ai 213 milioni nei primi nove mesi del 2022), correlati alle attività di costruzione in Italia per 47 MW Greenfield e di *Repowering* sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica (di cui 56 MW già completati), oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW e Svezia per 62 MW. Si segnalano inoltre che procedono le attività di costruzione di due parchi Greenfield in Francia per 50 MW.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.406 milioni**, in diminuzione (-28 milioni) rispetto al 31 dicembre 2022 (1.434 milioni). La variazione riflette principalmente l'effetto delle acquisizioni di due parchi fotovoltaici in Spagna (184 milioni), gli investimenti del periodo (193 milioni) principalmente correlati allo sviluppo sui progetti di *Repowering* in Italia, i dividendi distribuiti agli azionisti (152 milioni) parzialmente compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (369 milioni<sup>9</sup>), che include l'incasso a seguito della regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura oltreché gli effetti legati alle operazioni di cessione del business termoelettrico, perfezionata in data 17 ottobre 2023. Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il *fair value* negativo dei future commodities di circa 6 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2022).

L'indebitamento finanziario netto adjusted è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 settembre 2023 a 173 milioni.

---

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

## BASIS FOR PREPARATION

### Informativa trimestrale

Il presente comunicato sui risultati consolidati del Gruppo ERG relativi ai primi nove mesi 2023 e al terzo trimestre 2023 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni).

Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS). I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati dei primi nove mesi 2023 e del terzo trimestre 2023 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2022 e Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2023 ai quali si rinvia.

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

### Settori operativi

Si ricorda che a partire dal 2022, a seguito dell'importante processo di Asset Rotation avviato nel 2021 con la cessione del business idroelettrico e pienamente completato con la cessione del business termoelettrico nel mese di ottobre 2023, i risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse aree geografiche in cui ERG opera, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo. Si precisa che i risultati, esposti per area geografica, riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di area geografica e, in subordine, per tecnologia, i risultati dell'eolico e del solare includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES").

### Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

### Perfezionamento dell'accordo per la cessione del Business Termoelettrico

Nel 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di Asset Rotation volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar".

In data 3 gennaio 2022, ERG ha perfezionato la cessione degli asset idroelettrici ad Enel Produzione, mentre, relativamente alla cessione del business termoelettrico, in data 17 ottobre 2023 ERG ha perfezionato l'accordo con Achernar Assets AG, holding di investimenti svizzera, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l. Il corrispettivo in termini di Enterprise Value stimato al signing risultava pari a 191,5 milioni di Euro inclusivo di poste legate al capitale circolante e a crediti fiscali per complessivi 88,5 milioni di Euro incassate entro il closing. Gli accordi inoltre prevedono alcuni earn-outs relativi all'andamento del business nel 2024 e 2025, nonché alcune poste di natura fiscale per complessivi 14 milioni di Euro circa che porterebbero la valorizzazione dell'impianto a complessivi 205,5 milioni di Euro. Il prezzo, basato su una Locked Box Date al 1° gennaio 2023, è stato soggetto ad aggiustamenti al closing sulla base dei meccanismi previsti dal contratto.

In considerazione di quanto sopra, nel presente Documento si è proceduto pertanto alla classificazione del risultato di ERG Power alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" e alla classificazione negli schemi del Capitale Investito delle Attività destinate ad essere cedute, in quanto risultano rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

### Valori economici 2022

Nel corso del 2022 sono state introdotte in Italia ed all'estero misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, come meglio commentate nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2023. In particolare, in Italia si fa riferimento al Contributo extraprofitto introdotto dal D.L. 21 marzo 2022; al Contributo di solidarietà temporaneo 2023 introdotto dalla Legge di Bilancio per 2023 (Legge n. 197 del 29 dicembre 2022); all'Art.15-bis del D.L. 4/2022 (Sostegni-Ter). All'estero si fa riferimento all'applicazione della normativa "Windfall Tax" in Romania e alle normative su Price cap introdotte negli altri Paesi. Al fine di dare una rappresentazione efficace, i valori comparativi 2022 sono rappresentati al netto di tali oneri e saranno quindi da intendersi "net clawbacks e windfall taxes". Il riepilogo dei diversi impatti delle misure sopracitate, a livello di margine operativo lordo e risultato netto è presentato nel capitolo "Interventi normativi di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measures and windfall tax)".

### Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potrebbero differire rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni

anemologiche, e di irraggiamento, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

**Attestazione Dirigente Preposto**

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

Il presente comunicato stampa, emesso il 14 novembre 2023 è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).

**Contatti:**

**Anna Cavallarin** Head of Media Relations – tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 339 3985139 – e-mail: [acavallarin@erg.eu](mailto:acavallarin@erg.eu)

**Matteo Bagnara** Head of Investor Relations – tel. + 39 010 2401423 – e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## RISULTATI PER PAESE

III Trimestre			(milioni di Euro)	9 Mesi		
2023	2022	Δ	<b>RICAVI ADJUSTED</b>	2023	2022	Δ
81	106	(24)	<b>Italia</b>	272	288	(16)
70	67	3	<b>Estero</b>	249	252	(3)
20	18	3	Francia	81	68	13
15	15	(0)	Germania	62	61	1
14	2	12	UK & Nordics	33	23	10
9	6	3	Spagna	21	19	2
12	25	(14)	Est Europa	52	81	(29)
9	7	1	<b>Corporate</b>	25	24	1
(9)	(7)	(2)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(25)	(23)	(2)
151	173	(21)	<b>Totale ricavi adjusted</b>	521	542	(21)

<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>						
66	85	(19)	<b>Italia</b>	214	234	(20)
42	39	3	<b>Estero</b>	168	174	(6)
8	7	1	Francia	49	37	12
9	9	(0)	Germania	45	43	1
10	(0)	10	UK & Nordics	20	17	3
8	6	2	Spagna	17	16	1
7	17	(10)	Est Europa	37	60	(23)
(5)	(6)	0	<b>Corporate</b>	(17)	(17)	1
102	118	(16)	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	365	390	(25)

<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED</b>						
(29)	(34)	5	<b>Italia</b>	(89)	(91)	3
(22)	(24)	2	<b>Estero</b>	(70)	(71)	1
(9)	(11)	3	Francia	(30)	(34)	5
(4)	(7)	2	Germania	(15)	(20)	5
(4)	(1)	(3)	UK & Nordics	(9)	(3)	(6)
(1)	(1)	(0)	Spagna	(3)	(3)	(0)
(4)	(4)	(0)	Est Europa	(13)	(11)	(2)
(1)	(1)	0	<b>Corporate</b>	(2)	(3)	1
(52)	(59)	6	<b>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</b>	(161)	(166)	5

III Trimestre			(milioni di Euro)	9 Mesi		
2023	2022	Δ	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED</b>	2023	2022	Δ
36	51	(15)	<b>Italia</b>	125	142	(17)
19	15	4	<b>Estero</b>	98	103	(5)
(1)	(4)	4	Francia	19	3	16
5	3	2	Germania	30	23	6
6	(1)	7	UK & Nordics	11	15	(3)
7	5	2	Spagna	14	13	1
2	13	(11)	Est Europa	24	49	(25)
(6)	(6)	0	<b>Corporate</b>	(19)	(20)	2
50	60	(10)	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	204	224	(20)

**INVESTIMENTI <sup>(1)</sup>**

43	543	(499)	<b>Italia</b>	137	594	(457)
22	62	(41)	<b>Estero</b>	237	228	10
6	0	6	Francia	18	9	8
0	0	(0)	Germania	0	1	(0)
8	57	(49)	UK & Nordics	30	105	(75)
7	0	7	Spagna	189	96	93
0	5	(4)	Est Europa	1	17	(17)
1	0	0	<b>Corporate</b>	2	1	0
65	605	(540)	<b>Totale investimenti</b>	377	823	(446)

(1) Includono investimenti in immobili, impianti e macchinari, altre attività immateriali oltreché investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.

## MERCATO DI RIFERIMENTO

### SCENARIO PREZZI

III Trimestre			9 Mesi	
2023	2022		2023	2022
<b>Scenario prezzi base load (Euro/MWh)</b>				
<b>Italia</b>				
113	472	PUN <sup>(1)</sup>	128	324
-	43	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	-	43
33	196	TTF	41	129
85	79	CO <sub>2</sub>	86	81
<b>Estero</b>				
86	430	Francia	102	297
91	376	Germania	100	250
138	254	Polonia	157	211
111	222	di cui Energia Elettrica	119	169
27	32	di cui Certificati d'Origine	39	42
100	377	Bulgaria	106	263
130	442	Romania	136	308
101	413	di cui Energia Elettrica	106	279
29	29	di cui Certificato Verde	29	29
105	313	Irlanda del Nord	125	240
91	345	Gran Bretagna	112	256
97	146	Spagna	91	186
40	210	Sweden SE4	67	153

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

### 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 attesi da ciascun parco eolico o solare sono influenzati dalle caratteristiche anemologiche o dall'irraggiamento 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, dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia e dalle politiche interne di copertura del portafoglio.

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



III Trimestre			9 Mesi			
2023	2022	Δ		2023	2022	Δ
<b>Risultati Operativi</b>						
1.496	1.440	56	<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	1.496	1.440	56
1.321	1.265	56	Eolico	1.321	1.265	56
175	175	0	Solare	175	175	0
584	493	91	<b>Produzioni (GWh)</b>	1.933	1.745	188
492	404	88	Eolico	1.716	1.533	183
92	89	3	Solare	217	212	5
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>						
17%	14%	2%	Eolico	21%	18%	2%
24%	23%	1%	Solare	19%	18%	0%
135	206	(71)	<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	137	161	(24)
97	183	(86)	Eolico	111	139	(28)
339	309	30	Solare	342	319	23

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **terzo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 584 GWh, di cui 492 GWh da fonte eolica e 92 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (493 GWh di cui 404 da fonte eolica e 89 GWh da fonte solare) per effetto della maggiore capacità in esercizio (+39 GWh), della maggior ventosità (+12%) e del miglior irraggiamento registrati (+3%).

Nei **primi nove mesi 2023** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 1.933 GWh, di cui 1.716 GWh da fonte eolica e 217 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (1.745 GWh, di cui 1.533 GWh da fonte eolica e 212 GWh da fonte solare) grazie al consolidamento dei parchi eolici e fotovoltaici acquisiti nel corso del 2022 e dai primi contributi derivanti dagli impianti di repowering (+209 GWh di eolico e +21 GWh di solare), in parte compensati dalla minore ventosità (-2%) che dal minor irraggiamento (-8%) sui parchi.

III Trimestre			9 Mesi			
2023	2022	Δ	(milioni di Euro)	2023	2022	Δ
<b>Risultati economici</b>						
81	106	(24)	<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	272	288	(16)
49	78	(28)	Eolico	197	220	(23)
32	28	4	Solare	75	68	7
66	85	(19)	<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	214	234	(20)
36	59	(24)	Eolico	146	172	(26)
30	25	5	Solare	68	62	6
(29)	(34)	5	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	(89)	(91)	3
(18)	(21)	4	Eolico	(54)	(59)	5
(12)	(13)	1	Solare	(35)	(33)	(2)
36	51	(15)	<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	125	142	(17)
18	38	(20)	Eolico	92	114	(22)
18	13	6	Solare	33	29	4

III Trimestre			(milioni di Euro)	9 Mesi		
2023	2022	Δ		2023	2022	Δ
<b>Risultati economici</b>						
43	543	(499)	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	137	594	(457)
41	417	(376)	Eolico	133	463	(330)
2	126	(124)	Solare	4	131	(127)
81%	80%	1%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	79%	81%	-2%
72%	76%	-4%	Eolico	74%	78%	-4%
94%	91%	4%	Solare	90%	90%	0%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2023** risultano in diminuzione principalmente a seguito dei minori prezzi di mercato catturati e del valore unitario dell'incentivo GRIN che nel 2023 risulta nullo rispetto ai 43 Euro/MWh del 2022. Tale andamento negativo risulta solo in parte compensato dai primi contributi degli impianti di repowering entrati in esercizio nel 2023 e dai maggiori volumi registrati. I minori prezzi di mercato sono mitigati dalle coperture effettuate in linea con le risk policy di gruppo.

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 97 Euro/MWh nel trimestre, in riduzione rispetto al medesimo periodo del 2022 (183 Euro/MWh nel terzo trimestre 2022) per effetto dei minori prezzi catturati che si confrontano con un medesimo periodo del 2022 che aveva beneficiato del picco di prezzi registrato nel trimestre.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 339 Euro/MWh (309 Euro/MWh del terzo trimestre 2022 al netto delle *clawback measures*) per effetto di coperture effettuate a prezzi superiori rispetto al medesimo periodo del 2022.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Italia del **terzo trimestre 2023** è pari a 66 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2022 (85 milioni), per le medesime motivazioni relative ai ricavi.

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi 2023** risultano in diminuzione principalmente a seguito dei minori prezzi di mercato catturati e del valore unitario dell'incentivo GRIN che nel 2023 risulta nullo rispetto ai 43 Euro/MWh del 2022 oltre alla minore ventosità e al minor irraggiamento registrati. Tale andamento risulta in parte compensato dal pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel terzo trimestre 2022 e dai primi contributi degli impianti di repowering entrati in esercizio nel 2023.

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 111 Euro/MWh (139 Euro/MWh nei primi nove mesi del 2022) per effetto dei minori prezzi catturati che si confrontano con un medesimo periodo del 2022 caratterizzato da prezzi di mercato fortemente superiori.

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 342 Euro/MWh (319 Euro/MWh dei primi nove mesi 2022 al netto delle clawback) per effetto di coperture effettuate a prezzi superiori rispetto al medesimo periodo del 2022.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Italia dei primi nove mesi 2023 è pari a 214 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2022 (234 milioni), per le medesime motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2022 principalmente a seguito dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici (10 milioni) per effetto dei programmi di Lifetime Extension sia dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (8 milioni) anche in conseguenza dei progetti di Repowering, parzialmente compensato del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (15 milioni).

## Investimenti

Gli investimenti **dei primi nove mesi 2023 (137 milioni, di cui 43 milioni nel terzo trimestre)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di costruzione dell'impianto di Roccapalumba (47 MW) e alle attività di Repowering (269 MW) sugli impianti di Camporeale e Partinico-Monreale entrati in esercizio nel corso del 2023 e Mineo-Militello, Vizzini e Salemi-Castelvetrano ancora in costruzione, 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.

## ESTERO

ERG opera all'estero nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

ERG è uno dei primi dieci operatori nel settore eolico in Europa con una presenza significativa e crescente (1.426 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327 MW), Polonia (142 MW), UK & Nordics (311 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 195 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia, e 117 MW in Spagna.

## Francia

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati Operativi</b>					
<b>600</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>0</b>
522	522	0	522	522	0
79	79	0	79	79	0
<b>229</b>	<b>187</b>	<b>43</b>	<b>879</b>	<b>733</b>	<b>146</b>
197	154	43	797	650	147
32	32	(0)	82	83	(1)
<b>Load Factor %<sup>(2)</sup></b>					
17%	14%	3%	23%	20%	0
18%	18%	0%	16%	16%	0%
<b>87</b>	<b>96</b>	<b>(9)</b>	<b>92</b>	<b>93</b>	<b>(1)</b>
86	95	(10)	91	92	(1)
96	97	(1)	96	97	(2)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **terzo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 229 GWh, di cui 197 GWh da fonte eolica e 32 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (187 GWh) principalmente per effetto delle migliori condizioni anemologiche registrate rispetto al medesimo periodo del 2022.

Nei **primi nove mesi 2023** la **produzione di energia** elettrica in Francia risulta pari a 879 GWh, di cui 797 GWh da fonte eolica e 82 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (733 GWh) per effetto delle migliori condizioni anemologiche registrate rispetto a quelle del medesimo periodo del 2022 e per il pieno contributo derivante dall'entrata in esercizio di un parco nel primo semestre 2022 (+23 GWh).

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati economici</b>					
<b>20</b>	<b>18</b>	<b>3</b>	<b>81</b>	<b>68</b>	<b>13</b>
17	15	3	73	60	13
3	3	(0)	8	8	(0)
<b>8</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>49</b>	<b>37</b>	<b>12</b>
6	5	1	43	32	11
2	2	0	5	5	0
<b>(9)</b>	<b>(11)</b>	<b>3</b>	<b>(30)</b>	<b>(34)</b>	<b>5</b>
(8)	(10)	3	(26)	(31)	5
(1)	(1)	(0)	(3)	(3)	0
<b>(1)</b>	<b>(4)</b>	<b>4</b>	<b>19</b>	<b>3</b>	<b>16</b>
(2)	(5)	3	17	1	16
1	1	0	2	2	0
<b>6</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>8</b>
6	0	6	18	9	8
0	0	0	0	0	0
<b>40%</b>	<b>41%</b>	<b>-1%</b>	<b>60%</b>	<b>54%</b>	<b>6%</b>
33%	34%	-1%	59%	53%	6%
80%	73%	7%	67%	63%	4%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2023** (20 milioni) risultano in aumento rispetto al terzo trimestre 2022 (18 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 86 Euro/MWh risultano in riduzione rispetto all'analogo periodo del 2022 (95 Euro/MWh) per effetto dell'applicazione di misure di clawback che non hanno permesso di catturare i prezzi di mercato, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 Euro/MWh sostanzialmente in linea al terzo trimestre 2022 (97 Euro/MWh) per effetto del diverso mix.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Francia del **terzo trimestre 2023** è pari a 8 milioni, in lieve incremento rispetto al terzo trimestre 2022 (7 milioni), per le medesime motivazioni legate ai ricavi.

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi 2023** (81 milioni) risultano in aumento rispetto all'analogo periodo 2022 (68 milioni) per effetto sia delle maggiori produzioni riscontrate nell'eolico che dall'effetto perimetro a seguito dell'avvio di un nuovo parco eolico.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 91 Euro/MWh risultano in lieve riduzione rispetto all'analogo periodo del 2022 (92 Euro/MWh) principalmente per effetto dell'applicazione di misure di clawback dei margini a mercato, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 96 Euro/MWh, in lieve riduzione rispetto ai 97 Euro/MWh del medesimo periodo del 2022 principalmente per effetto di un diverso mix di produzioni con tariffe differenti.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Francia dei **primi nove mesi 2023** è pari a 49 milioni, in aumento rispetto ai primi nove mesi 2022 (37 milioni), per le medesime motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti dei primi nove mesi 2023 (30 milioni) risultano in diminuzione rispetto all'analogo periodo 2022 (34 milioni) per effetto dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici a seguito dei programmi di Lifetime Extension.

## Investimenti

Gli investimenti dei **primi nove mesi 2023 (18 milioni, di cui 6 nel terzo trimestre)** si riferiscono principalmente alle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (50 MW) di cui è prevista l'entrata in esercizio tra la fine del 2024 e i primi mesi del 2025.

## Germania - Eolico

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati Operativi</b>					
327	327	0	327	327	-
107	82	25	412	403	9
15%	11%	3%	19%	19%	0%
137	179	(42)	148	150	(2)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **terzo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 107 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (82 GWh) per effetto della maggiore ventosità registrata nel periodo.

Nei **primi nove mesi 2023** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 412 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (403 GWh) per effetto di miglior ventosità registrata nel periodo rispetto al medesimo periodo del 2022.

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
(milioni di Euro)					
<b>Risultati economici</b>					
15	15	(0)	62	61	1
9	9	(0)	45	43	1
(4)	(7)	2	(15)	(20)	5
5	3	2	30	23	6
0	0	(0)	0	1	(0)
60%	61%	-1%	73%	71%	1%

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

I **ricavi** registrati nel **terzo trimestre 2023** risultano in linea rispetto all'analogo periodo 2022, per effetto delle maggiori produzioni del periodo e delle politiche di copertura adottate che hanno permesso di compensare la riduzione dei prezzi di cessione dell'energia sul mercato.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 137 Euro/MWh risultano in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2022 (179 Euro/MWh), per effetto dei minori prezzi registrati sul mercato solo in parte compensati dalle politiche di copertura.

Il **margine operativo lordo adjusted** in Germania del **terzo trimestre 2023** è pari a 9 milioni, in linea rispetto al terzo trimestre 2022 (9 milioni), per le medesime motivazioni legate ai ricavi.

I **ricavi** registrati nei **primi nove mesi 2023** (62 milioni) risultano in lieve aumento principalmente per effetto della maggiore ventosità registrata. I ricavi netti unitari dell'eolico Germania pari a 148 Euro/MWh risultano sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi 2022 (150 Euro/MWh), grazie alle politiche di copertura adottate che permettono di catturare prezzi elevati che compensano la riduzione dei prezzi di cessione dell'energia sul mercato.

Il **margin operativo lordo adjusted** in Germania dei **primi nove mesi 2023** è pari a 45 milioni, in lieve incremento rispetto ai primi nove mesi 2022 (43 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2022 (5 milioni) per effetto dell'impatto risultante dall'allungamento della vita utile degli asset eolici a seguito dei programmi di Lifetime Extension.

## UK & Nordics - Eolico

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati Operativi</b>					
311	70	241	311	70	241
109	30	78	326	145	181
20%	19%	1%	20%	32%	-12%
120	66	54	95	159	(64)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **terzo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 109 GWh, in incremento rispetto a quella registrata nel terzo trimestre del 2022 (30 GWh) per effetto del contributo degli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023.

In Svezia proseguono le attività di test e *commissioning* sul parco di Furuby, al fine di risolvere alcune problematiche tecniche riscontrate nella fase di startup.

Nei **primi nove mesi 2023** la **produzione di energia** elettrica in UK e Svezia risulta pari a 326 GWh, in forte incremento rispetto a quanto prodotto nei primi nove mesi 2022 (145 GWh), e si riferiscono al contributo derivante dagli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 (241 MW). Si segnala, per una migliore comprensione dell'andamento del Load Factor, che tutti i suddetti nuovi parchi durante i primi mesi dell'anno erano in fase di *commissioning* o *ramp-up* delle produzioni, in un periodo peraltro caratterizzato da una ventosità significativamente inferiore alle medie storiche.

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati economici</b>					
14	2	12	33	23	10
10	(0)	10	20	17	3
(4)	(1)	(3)	(9)	(3)	(6)
6	(1)	7	11	15	(3)
8	57	(49)	30	105	(75)
70%	-5%	75%	63%	75%	-13%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2023** risultano pari a 14 milioni, in forte aumento rispetto all'analogo periodo del 2022 (2 milioni) per effetto del pieno contributo degli asset eolici costruiti internamente in Scozia.

I ricavi netti unitari del terzo trimestre pari a 120 Euro/MWh risultano in aumento rispetto al terzo trimestre 2022 (66 Euro/MWh), per effetto dei prezzi dei PPA dei parchi in Scozia a prezzi più alti rispetto ai PPA dei parchi in Nord Irlanda oltreché per la partecipazione al mercato dei servizi di bilanciamento in cui viene remunerata la disponibilità a ridurre le produzioni degli impianti.

Il **marginale operativo lordo adjusted** nell'area UK & Nordics del **terzo trimestre 2023** è pari a 10 milioni, in sensibile aumento rispetto al terzo trimestre 2022, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi 2023** risultano pari a 33 milioni (23 milioni nel 2022), in forte aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 per effetto del contributo derivante dai nuovi asset, in parte compensato dall'effetto prezzi di vendita nel 2023 tramite contratti PPA a prezzi fissati mentre si ricorda che il primo semestre 2022 aveva beneficiato dei prezzi di mercato fortemente superiori a quelli attuali. Si segnala che i parchi in Scozia partecipano al mercato dei servizi di bilanciamento in cui viene remunerata la disponibilità a ridurre le produzioni degli impianti.

Il **marginale operativo lordo adjusted** nell'area UK & Nordics dei **primi nove mesi 2023** si attesta a 20 milioni in aumento rispetto ai primi nove mesi 2022 (17 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

Gli ammortamenti dei primi nove mesi e del terzo trimestre 2023 risultano in aumento per il contributo dei sopracitati parchi eolici in Scozia.

## Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics dei **primi nove mesi 2023 (30 milioni)**, di cui **8 milioni nel terzo trimestre 2023** si riferiscono al completamento delle attività di costruzione dei parchi eolici in Scozia per circa 179 MW e in Svezia per 62 MW e all'avvio delle attività di costruzione di un nuovo parco in Nord Irlanda.

## Spagna - Solare

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati Operativi</b>					
117	92	25	117	92	25
66	58	8	156	145	12
26%	28%	-3%	24%	24%	0%
135	111	25	132	130	3

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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



Nel **terzo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 66 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (58 GWh) per il contributo dell'effetto perimetro riferito all'impianto fotovoltaico di Fregenal de la Sierra (25 MW), entrato in esercizio nel mese di luglio.

Nei **primi nove mesi 2023** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 156 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (145 GWh) per effetto del contributo derivante dal nuovo parco fotovoltaico entrato in esercizio e dal miglior irraggiamento riscontrato nel periodo.

III Trimestre			9 Mesi			
2023	2022	Δ	(milioni di Euro)	2023	2022	Δ
<b>Risultati economici</b>						
9	6	3	Ricavi <i>adjusted</i>	21	19	2
8	6	2	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	17	16	1
(1)	(1)	(0)	Ammortamenti e svalutazioni	(3)	(3)	0
7	5	2	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	14	13	1
7	-	7	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	189	96	93
86%	87%	-1%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	81%	87%	-5%

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

I **ricavi** registrati **nel terzo trimestre 2023** risultano pari a 9 milioni, in aumento rispetto al terzo trimestre 2022 (6 milioni) per effetto del contributo derivante dall'entrata in esercizio dell'impianto di Fregenal de la Sierra e dei maggiori prezzi catturati grazie alle coperture effettuate in linea con la risk policy di Gruppo.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna del **terzo trimestre 2023** si attesta a 8 milioni, in aumento rispetto al risultato del terzo trimestre 2022 (6 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

I **ricavi** registrati **nei primi nove mesi 2023** risultano pari a 21 milioni, in aumento rispetto ai primi nove mesi 2022 (19 milioni) per il contributo dell'effetto perimetro derivante dall'entrata in esercizio del parco di Fregenal de la Sierra, delle maggiori produzioni e dai migliori prezzi catturati sostenuti dalle coperture effettuate in linea con la risk policy di Gruppo.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in Spagna dei **primi nove mesi 2023** si attesta a 17 milioni, in aumento rispetto ai primi nove mesi 2022 (16 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti dei **primi nove mesi 2023** (**189 milioni**, di cui **7 milioni** nel terzo trimestre 2023) si riferiscono alle recenti acquisizioni di impianti fotovoltaici avvenute a giugno 2023, di cui 149 MW in costruzione con COD prevista nel quarto trimestre e 25 MW avviati nel corso del terzo trimestre.

## East Europe - Eolico

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati Operativi</b>					
266	231	36	266	231	36
130	120	10	506	454	52
22%	26%	-4%	29%	34%	-5%
72	168	(96)	93	153	(60)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **terzo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 130 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (120 GWh) principalmente per il contributo di un parco eolico sviluppato internamente in Polonia ed entrato in esercizio a fine 2022 (36 MW).

Nei **primi nove mesi 2023** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 506 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (454 GWh) per effetto del contributo dei parchi eolici entrati in esercizio in Polonia nel corso del 2022 (61 MW) in parte compensata dalle scarse condizioni anemologiche riscontrate.

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
<b>Risultati economici</b>					
12	25	(14)	52	81	(29)
7	17	(10)	37	60	(23)
(4)	(4)	(0)	(13)	(11)	(2)
2	13	(11)	24	49	(25)
0	5	(4)	1	17	(17)
58%	76%	-18%	71%	78%	-7%

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

I **ricavi** registrati nel **terzo trimestre 2023** (12 milioni) risultano in sensibile diminuzione rispetto all'analogo periodo 2022 (25 milioni), per effetto di uno scenario prezzi particolarmente depresso in confronto al terzo trimestre 2022, che beneficiava di prezzi particolarmente elevati, e dalle minori produzioni del periodo, in parte compensate dall'effetto perimetro derivante dal contributo del parco entrato in esercizio in Polonia a fine 2022 (36 MW).

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 72 Euro/MWh, in forte riduzione rispetto al terzo trimestre 2022 (168 Euro/MWh al netto delle misure di clawback), per effetto dei minori prezzi di mercato rispetto a quelli particolarmente elevati registrati nel corso del 2022.

Il **margine operativo lordo adjusted** in East Europe del **terzo trimestre 2023** è pari a 7 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al terzo trimestre 2022 (17 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

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

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 93 Euro/MWh, in forte riduzione rispetto al terzo trimestre 2022 (153 Euro/MWh al netto delle misure di *clawback*), per effetto dei minori prezzi di mercato.

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

Il **marginе operativo lordo adjusted** in East Europe dei **primi nove mesi 2023** è pari a 37 milioni, in sensibile diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2022 (60 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

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

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

---

<b>Data</b>	<b>Area Geografica</b>	<b>Settore</b>	<b>Fatto di rilievo</b>
<a href="#">Comunicato Stampa del 7 luglio 2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Science Based Target initiative ha certificato gli obiettivi "Net Zero" di ERG. L'impegno di ERG è orientato al raggiungimento del Net Zero entro il 2040 attraverso alcune azioni sia sul breve al 2027 (near-term target), che nel lungo periodo (long-term target) al 2040.
<a href="#">Comunicato Stampa del 18 luglio 2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Perfezionato il rinnovo del programma di emissione di prestiti obbligazionari non convertibili a medio-lungo termine (EMTN Programme).
<a href="#">Comunicato Stampa del 29 settembre 2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Eolico</b>	ERG ha completato l'operazione di Repowering del proprio parco eolico di Camporeale, Palermo e avviato l'energizzazione delle 12 turbine di ultima generazione da 4,2 MW per una capacità installata complessiva di 50,4 MW (rispetto ai precedenti 24 aerogeneratori da 0,85 MW per una potenza totale di 20,4 MW) e una produzione annua stimata di circa 86 GWh (rispetto ai precedenti 31 GWh).

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

---

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 17 ottobre 2023</a>	Italia	Termo	Perfezionato il closing con Achernar Energy S.p.A. (società controllata da Achernar Assets AG), in linea con quanto comunicato lo scorso 29 giugno 2023, per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., società che è proprietaria e gestisce la centrale cogenerativa Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) a basso impatto ambientale e alta efficienza, alimentata a gas naturale, di Priolo Gargallo (Siracusa).
<a href="#">Comunicato Stampa del 25 ottobre 2023</a>	Italia	Eolico	ERG ha inaugurato il primo Repowering in Italia del parco eolico di Partinico Monreale. L'evento ha coinvolto istituzioni, operatori del settore, analisti finanziari, azionisti e top management del Gruppo.

## PROGRAMMA DI ACQUISTO AZIONI PROPRIE

---

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

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

ERG S.p.A., nel periodo dal 16 ottobre 2023 al 10 novembre 2023, ha acquistato sul mercato Euronext Milan n. 781.548 azioni ordinarie (pari allo 0,5199% del capitale sociale di ERG S.p.A.) ad un prezzo medio ponderato di Euro 23,2463, per un controvalore complessivo di Euro 18.168.110,71. Alla data del 10 novembre 2023, considerando le azioni già in portafoglio, ERG S.p.A. detiene n. 1.563.628 azioni proprie, pari all'1,0402% del relativo capitale sociale.

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

## 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 è estremamente volatile ed in netto calo nel 2023 rispetto agli elevati prezzi registrati nel 2022. Il contesto regolatorio è in continua evoluzione ed incerto, in particolare per quanto riguarda le numerose e non coordinate misure emergenziali che si sono susseguite negli ultimi mesi, sia a livello dei singoli Paesi, sia Europeo. 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, 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 2023 rispetto al 2022, rappresentato al netto della migliore stima degli impatti derivanti dalle misure emergenziali (c.d. clawback measures) previste nei vari Paesi anche sulla base del regolamento europeo. Si segnala che anche il confronto con l'anno prima è al netto delle suddette misure.

### Italia

Il **margin operativo lordo del Wind è previsto in riduzione** rispetto al 2022 per effetto dei minori prezzi di vendita che, oltre al minore scenario prezzi, risentiranno anche nel quarto trimestre dell'azzeramento dell'incentivo GRIN nel 2023 a seguito degli elevati valori del PUN registrati nel 2022 (43 euro per MWh nel 2022). Tali risultati saranno in parte compensati dal pieno contributo derivante dagli asset consolidati a partire dal 1° agosto 2022 (172 MW), dalla progressiva

entrata in esercizio nel corso del 2023 di due impianti oggetto di Repowering per complessivi 56 MW di nuova capacità aggiuntiva (92 MW al lordo della dismissione dei vecchi impianti) e di un parco di nuova costruzione (47 MW).

Il **marginale operativo lordo del Solare è previsto in aumento** prevalentemente per effetto del pieno contributo derivante dall'acquisizione di 34 MW avvenuta a luglio 2022.

Si stima per il 2023 un **Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia in leggera riduzione** rispetto al 2022.

## Estero

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2022 grazie al pieno contributo dei parchi eolici entrati in esercizio progressivamente nel corso del 2022 in UK (86 MW), Svezia (62 MW), Polonia (61 MW) e Francia (20 MW), oltre all'avvio a inizio 2023 del parco in Scozia (92 MW) oltre alla maggiore ventosità registrata nei primi nove mesi in Francia e Germania. Tale maggior risultato è in gran parte compensato dal minor prezzo di vendita rispetto a quello catturato nel corso del 2022 in alcune geografie, anche per effetto delle misure di clawback vigenti dal 1° dicembre 2022.

Il **marginale operativo lordo Solare è previsto in aumento** rispetto al 2022 principalmente per effetto del contributo derivante dal parco acquisito in Spagna nel secondo trimestre 2023 (25 MW), e del contributo nell'ultimo periodo dell'anno del parco di Garnacha attualmente in fase di commissioning (149 MW).

Il **Margine Operativo Lordo Wind & Solar all'estero è pertanto atteso in crescita** rispetto al 2022.

## Guidance 2023

Per l'esercizio 2023 a livello di Gruppo si stima un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 490 e 520 milioni, con un aumento della soglia minima rispetto al precedente range di 480 e 520 milioni per effetto della maggiore ventosità registrata nelle ultime settimane e sostanzialmente in linea rispetto al risultato 2022 al netto dell'impatto delle clawback measures (502 milioni, al netto di 35 milioni di clawback measures).

Gli investimenti risultano in un range compreso tra 500 e 600 milioni (946 milioni nel 2022), in linea al range precedente, ed includono il completamento dei parchi entrati in esercizio tra la fine del 2022 e nel corso del 2023, le attività di costruzione in corso e gli esborsi attesi per le recenti acquisizioni dei parchi fotovoltaici in Spagna. L'indebitamento finanziario netto a fine 2023 è atteso nel range tra 1.400 e 1.500 milioni (1.434 milioni a fine 2022), in linea al range precedente, pur tenendo conto dell'impatto sull'indebitamento del programma di buyback recentemente avviato.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, in data 17 ottobre 2023 il Gruppo ha perfezionato il closing per la cessione degli asset; per tale ragione i risultati relativi non sono inclusi nelle attività continue sopra commentate, e saranno classificati in bilancio nelle discontinued operations.



## PROFILO DEL GRUPPO

---

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

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

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

Nel 2021 il Gruppo ha intrapreso un importante percorso di *Asset Rotation* volto a completare la propria trasformazione verso un modello di business puro "Wind&Solar".

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

A seguito della finalizzazione di queste importanti operazioni, il Gruppo, la cui strategia industriale integra il piano ESG (Environmental, Social and Governance), in linea con gli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs), diventerà un operatore 100% Rinnovabile.

ERG è quindi protagonista del processo di decarbonizzazione in atto a livello globale, impegnata 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.

ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di 3.117 MW di capacità installata rinnovabile (2.747 MW eolico, 370 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

### Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.496 MW nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare.

In particolare, ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia con 1.321 MW di potenza installata, ed un primario operatore nella produzione elettrica da fonte solare con 175 MW di potenza installata

### Estero

Fuori dai confini nazionali ERG ha una capacità installata complessiva di 1.621 MW.

Nell'eolico ERG è uno dei primi operatori in Europa con una presenza significativa e crescente (1.426 MW operativi), in particolare in Francia (522 MW), Germania (327

MW), UK (249 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e Svezia (62 MW).

ERG, inoltre, opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 195 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia e 117 MW in Spagna.

# ORGANI SOCIETARI

---

## CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>10</sup>

Presidente  
EDOARDO GARRONE (*esecutivo*)

Vice Presidente  
ALESSANDRO GARRONE (*esecutivo*<sup>11</sup>)  
GIOVANNI MONDINI (*non esecutivo*)

Amministratore Delegato  
PAOLO LUIGI MERLI

Consiglieri  
LUCA BETTONTE (*non esecutivo*)  
EMANUELA BONADIMAN (*indipendente*<sup>12</sup>)  
ELENA GRIFONI WINTERS (*indipendente*<sup>8</sup>)  
FEDERICA LOLLI (*indipendente*<sup>8</sup>)  
ELISABETTA OLIVERI (*indipendente*<sup>8</sup>)  
MARIO PATERLINI (*indipendente*<sup>8</sup>)  
RENATO PIZZOLLA (*non esecutivo*<sup>13</sup>)

## COLLEGIO SINDACALE<sup>14</sup>

Presidente  
MONICA MANNINO<sup>15</sup>

Sindaci Effettivi  
GIULIA DE MARTINO  
FABRIZIO CAVALLI

**DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)**  
MICHELE PEDEMONTE<sup>16</sup>

**SOCIETÀ DI REVISIONE**  
KPMG S.P.A.<sup>17</sup>

---

<sup>10</sup> Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

<sup>11</sup> Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> Confermato in data 26 aprile 2023 e scadente unitamente agli altri componenti del Consiglio di Amministrazione e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023.

---

<sup>14</sup> Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

<sup>17</sup> Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.

## PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

### CONTO ECONOMICO ADJUSTED

In questa sezione sono riportati i risultati economici *adjusted*, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9 e degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16.

Si ricorda che, come indicato nel paragrafo "*Basis for preparation*", i dati 2023 e 2022 sono stati esposti secondo quanto previsto dall'IFRS 5, con riferimento al processo di cessione del business termoelettrico<sup>18</sup>, riclassificando pertanto alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" per il 2023 il risultato dei primi nove mesi della controllata ERG Power S.r.l..

Come già indicato nelle premesse, i risultati comparativi 2022 sono riesposti al netto delle misure di *clawback* e delle *windfall taxes*.

Si precisa, infine, che le due neoacquisite società spagnole, titolari di impianti fotovoltaici, sono consolidate patrimonialmente dal 30 giugno 2023, mentre l'impianto fotovoltaico di Fregenal de la Sierra ha contribuito ai risultati economici a partire da fine luglio 2023.

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.

III Trimestre			(milioni di Euro)			9 Mesi		
2023	2022	Δ	CONTO ECONOMICO ADJUSTED			2023	2022	Δ
151	173	(21)	Ricavi	1	521	542	(21)	
5	3	2	Altri proventi	2	17	9	8	
<b>156</b>	<b>176</b>	<b>(19)</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>539</b>	<b>551</b>	<b>(12)</b>	
(4)	(9)	5	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(9)	(14)	4	
(38)	(38)	(0)	Costi per servizi e altri costi operativi	4	(126)	(112)	(14)	
(13)	(11)	(2)	Costi del lavoro		(38)	(35)	(3)	
<b>102</b>	<b>118</b>	<b>(16)</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>365</b>	<b>390</b>	<b>(25)</b>	
(52)	(59)	6	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(161)	(166)	5	
<b>50</b>	<b>60</b>	<b>(10)</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>204</b>	<b>224</b>	<b>(20)</b>	
(1)	(6)	5	Proventi (oneri) finanziari netti	6	(6)	(18)	12	
0	0	(0)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0	0	(0)	
<b>48</b>	<b>54</b>	<b>(5)</b>	<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>198</b>	<b>206</b>	<b>(8)</b>	
(13)	(16)	3	Imposte sul reddito	7	(47)	(86)	39	
<b>35</b>	<b>38</b>	<b>(2)</b>	<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE</b>		<b>151</b>	<b>120</b>	<b>31</b>	
(1)	(3)	2	Risultato di azionisti terzi		(2)	(4)	2	
<b>35</b>	<b>35</b>	<b>(1)</b>	<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE DI GRUPPO</b>		<b>149</b>	<b>115</b>	<b>34</b>	
2	16	(14)	Risultato netto attività destinate ad essere cedute	8	(5)	17	(22)	
<b>37</b>	<b>51</b>	<b>(14)</b>	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>		<b>144</b>	<b>132</b>	<b>12</b>	

<sup>18</sup> La cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, è stata perfezionata in data 17 ottobre.

## 1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

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

I **Ricavi adjusted del terzo trimestre 2023** sono pari a 151 milioni, in flessione rispetto ai 173 milioni del terzo trimestre 2022 (521 milioni nei primi nove mesi 2023 contro i 542 milioni del 2022) principalmente a seguito dei minori prezzi di mercato catturati in tutte le countries, oltreché per l'azzeramento del valore dell'incentivo eolico in Italia (pari a 43 euro al MWh nel 2022), solo in parte compensati dal pieno contributo derivante dall'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del quarto trimestre 2022 e del 2023.

Si ricorda che i ricavi includono gli effetti correlati agli **Interventi normativi in materia di contenimento dell'aumento dei prezzi energia (clawback measure and windfall tax)**, che hanno comportato restituzioni nel terzo trimestre 2023 pari a 2 milioni (15 milioni nel terzo trimestre 2022) e pari a 9 milioni nei primi nove mesi 2023 (21 milioni nei nove mesi 2022).

## 2 - Altri proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese. La voce include indennizzi contrattuali ricevuti da fornitori per 4 milioni oltreché il parziale rilascio di fondi rischi (6 milioni), essendo venuti meno i presupposti per l'iscrizione.

Nel periodo comparativo, la voce includeva il parziale rilascio del fondo rischi di natura fiscale in materia di imposte locali (6 milioni) in considerazione di vari pronunciamenti favorevoli in alcuni contenziosi giudiziari.

## 3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

## 4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

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

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

I valori adjusted nei primi nove mesi 2023 non includono gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 3 milioni (2 milioni nel terzo trimestre 2023).

Gli oneri per canoni di locazione (costi di leasing ai fini IFRS 16) per 10 milioni (3 milioni nel terzo trimestre 2023) sono classificati nella presente voce del conto economico riclassificato. Per una spiegazione più approfondita di tale classificazione, si rinvia al paragrafo "IFRS 16" consultabile in "Definizioni" all'interno della sezione "Indicatori alternativi di performance".

### 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici e fotovoltaici. Il decremento del periodo è riconducibile principalmente all'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani ed esteri per 19 milioni nei nove mesi 2023 (8 milioni nel terzo trimestre 2023) per effetto dei programmi di "Lifetime Extension" e al termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (8 milioni nei primi nove mesi 2023, 2 milioni nel terzo trimestre 2023) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*, in parte compensati dal pieno contributo dei nuovi asset (23 milioni nei nove mesi 2023, 4 milioni nel terzo trimestre 2023).

Si precisa che i valori dei primi nove mesi 2023 non includono gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16 pari a 5 milioni nei primi nove mesi 2023 (1 milione nel terzo trimestre), come già commentato alla voce 4.

### 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **Oneri finanziari netti adjusted del terzo trimestre 2023** sono stati pari a 1 milione, in sensibile diminuzione rispetto al terzo trimestre 2022 (6 milioni), principalmente a seguito della miglior remunerazione della liquidità di Gruppo derivante dall'andamento dei tassi di interesse.

Gli **Oneri finanziari netti adjusted dei primi nove mesi 2023** sono stati pari a 6 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2022 (18 milioni), grazie al pieno effetto delle operazioni di liability management effettuate nel corso dei trimestri precedenti e a seguito della miglior remunerazione della liquidità di Gruppo derivante dall'andamento dei tassi di interesse. Il costo medio del debito a medio-lungo termine nei primi nove mesi 2023 si è attestato all'1,5% rispetto all'1,3% dei primi nove mesi 2022. Il rendimento della liquidità risulta maggiore rispetto a quello dei primi nove mesi 2022 a causa del significativo miglioramento dei tassi di interesse nel periodo di riferimento. La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Si precisa, infine, che i valori, nei primi nove mesi 2023, non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di *liability management*:

- oneri finanziari (4 milioni) relativi al rimborso del Project Financing in capo alla società ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. e di un Project Financing in capo alla società EW Orneta 2 sp. Z o.o.;
- oneri finanziari (1 milione), legato all'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti in applicazione del principio contabile IFRS 9;
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 pari a 5 milioni (2 milioni nel terzo trimestre 2023), come già commentato alla voce 4.

## 7 - Imposte sul reddito

Le **Imposte sul reddito adjusted del terzo trimestre 2023** sono pari a 13 milioni, in diminuzione rispetto ai 16 milioni del terzo trimestre 2022, che includeva l'effetto di *windfall taxes* pari a circa 1,3 milioni. Il tax rate adjusted del terzo trimestre 2023 è risultato pari al 27% (30% nel terzo trimestre 2022).

Le **Imposte sul reddito adjusted dei primi nove mesi 2023** sono pari a 47 milioni, in significativa diminuzione rispetto a 86 milioni dei primi nove mesi 2022, che includevano l'impatto derivante dall'art.37 del D.L. 21 marzo 2022 pari a 37 milioni (c.d. Contributo Extraprofiti).

Il tax rate *adjusted* dei primi nove mesi 2023 è risultato pari al 24% (42% nei primi nove mesi 2022).

## 8 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute

Il **Risultato netto delle attività destinate ad essere cedute adjusted dei primi nove mesi 2023** comprende il risultato della società ERG Power S.r.l.<sup>19</sup>, in corso di cessione al 30 settembre 2023, pari a -5 milioni nei nove mesi 2023 (2 milioni nel terzo trimestre 2023). Tale importo include gli ammortamenti del periodo pari a 14 milioni (net tax) e non include l'impatto complessivo degli effetti legati alla cessione dell'asset (complessivamente pari a 43 milioni), considerati *special item*.

---

<sup>19</sup> La cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, è stata perfezionata in data 17 ottobre.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

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

Di seguito sono indicati i valori al 30 settembre 2023 che non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 173 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 166 milioni.

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

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

30/09/2022	(milioni di Euro)		30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
3.493	Capitale immobilizzato	1	3.805	3.800	3.540
113	Capitale circolante operativo netto	2	61	78	97
(4)	Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(4)	(4)
330	Altre attività	3	286	305	381
(792)	Altre passività	4	(612)	(673)	(657)
<b>3.140</b>	<b>Capitale investito netto attività continue</b>		<b>3.536</b>	<b>3.506</b>	<b>3.357</b>
<b>239</b>	<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>		<b>130</b>	<b>133</b>	<b>235</b>
<b>3.379</b>	<b>Capitale investito netto</b>		<b>3.666</b>	<b>3.638</b>	<b>3.592</b>
1.818	Patrimonio netto di Gruppo		2.126	2.074	2.050
13	Patrimonio netto di terzi	5	9	8	9
1.542	Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	1.406	1.516	1.434
6	Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	126	41	98
<b>3.379</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>		<b>3.666</b>	<b>3.638</b>	<b>3.592</b>

### 1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2022</b>	<b>1.380</b>	<b>2.120</b>	<b>40</b>	<b>3.540</b>
Investimenti	3	190	-	193
Variazioni area di consolidamento	83	125	16	224
Disinvestimenti e altre variazioni	0	10	(1)	10
Ammortamenti	(50)	(112)	-	(161)
<b>Capitale immobilizzato al 30/09/2023</b>	<b>1.416</b>	<b>2.333</b>	<b>56</b>	<b>3.805</b>



La riga **Investimenti** si riferisce alle attività di costruzione in Italia per 47 MW *Greenfield* e di *Repowering* sui parchi italiani per circa 269 MW di nuova capacità eolica oltreché alle attività di completamento delle costruzioni dei parchi eolici entrati in esercizio tra fine 2022 e inizio 2023 in UK per circa 179 MW, Polonia per 61 MW e Svezia per 62 MW. Si segnala anche l'avvio delle attività di costruzione di due parchi *Greenfield* in Francia per 50 MW e uno in Nord Irlanda per 47 MW.

La riga **Variazioni Area di Consolidamento** si riferisce all'impatto delle recenti acquisizioni in Spagna di due impianti fotovoltaici.

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

## 2 - Capitale circolante operativo netto

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

## 3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, da crediti verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso.

## 4 - Altre passività

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

## 5 – Patrimonio Netto di terzi

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

## 6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento *adjusted* non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 173 milioni (157 milioni al 31 dicembre 2022), il cui incremento è riconducibile alla variazione dell'area di consolidamento a seguito delle acquisizioni di parchi fotovoltaici in Spagna finalizzate nel corso dei primi nove mesi 2023.

**RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO ADJUSTED**

30/09/2022	(milioni di Euro)	30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
1.764	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.039	2.022	1.723
(222)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(633)	(507)	(289)
<b>1.542</b>	<b>Totale indebitamento attività continue</b>	<b>1.406</b>	<b>1.516</b>	<b>1.434</b>
<b>6</b>	<b>Totale indebitamento Discontinued Operations</b>	<b>126</b>	<b>41</b>	<b>98</b>
<b>1.548</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.532</b>	<b>1.556</b>	<b>1.533</b>

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

**INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE**

30/09/2022	(milioni di Euro)	30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
-	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	329	329	-
1.606	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.591	1.593	1.595
<b>1.606</b>	<b>Totale</b>	<b>1.920</b>	<b>1.922</b>	<b>1.595</b>
254	Totale Project Financing	180	188	212
(69)	Quota corrente Project Financing	(18)	(20)	(55)
<b>185</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>162</b>	<b>168</b>	<b>156</b>
(27)	Crediti finanziari a medio-lungo termine	(43)	(68)	(28)
<b>1.764</b>	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue</b>	<b>2.039</b>	<b>2.022</b>	<b>1.723</b>
<b>1.764</b>	<b>TOTALE</b>	<b>2.039</b>	<b>2.022</b>	<b>1.723</b>

I **Finanziamenti bancari a medio-lungo termine** al 30 settembre 2023 sono pari a 329 milioni e si riferiscono a tre *Sustainable bilateral linked loans* rispettivamente con Crèdit Agricole Corporate and Investment Bank (130 milioni), Caixa Bank (100 milioni) e Cassa Depositi e Prestiti (100 milioni) sottoscritti nel corso del primo semestre 2023. I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1 milione).

I **Debiti finanziari a medio-lungo termine**, pari a 1.591 milioni, si riferiscono principalmente alla passività derivante dal collocamento di tre prestiti obbligazionari, rispettivamente di importo pari a 500 milioni (della durata di 6 anni a tasso fisso), 600 milioni (della durata di 7 anni a tasso fisso) e 500 milioni (della durata di 10 anni a tasso fisso) ed emessi nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). Le passività sono rilevate al netto degli oneri accessori a medio lungo periodo rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (7 milioni).

I debiti per **Project Financing** pari a 180 milioni al 30 settembre 2023 sono relativi a:

- finanziamenti per 79 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l., proprietaria di un impianto fotovoltaico in Centro Italia;
- finanziamenti per 18 milioni erogati per la costruzione di un parco eolico in Germania;
- finanziamenti per 83 milioni relativi all'acquisizione del parco fotovoltaico di Garnacha in Spagna, avvenuto nel mese di giugno 2023.

I Crediti finanziari a medio-lungo termine pari a 43 milioni si riferiscono alla quota a lungo termine delle attività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse.

L'**Indebitamento finanziario netto a breve** è così costituito:

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

30/09/2022	(milioni di Euro)	30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
401	Finanziamenti bancari a breve termine	0	47	296
46	Altri debiti finanziari a breve termine	37	45	38
<b>447</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>37</b>	<b>93</b>	<b>334</b>
(341)	Disponibilità liquide <sup>(1)</sup>	(474)	(459)	(424)
(337)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(202)	(134)	(187)
<b>(678)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(676)</b>	<b>(594)</b>	<b>(611)</b>
84	Project Financing a breve termine	18	20	55
(75)	Disponibilità liquide	(12)	(25)	(68)
<b>9</b>	<b>Project Financing</b>	<b>6</b>	<b>(6)</b>	<b>(12)</b>
<b>(222)</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue</b>	<b>(633)</b>	<b>(507)</b>	<b>(289)</b>
<b>6</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations</b>	<b>126</b>	<b>41</b>	<b>98</b>
<b>(216)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(507)</b>	<b>(466)</b>	<b>(191)</b>

(1) Include l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 5 relativamente alle disponibilità liquide del business termoelettrico.

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

- le passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets e autorizzazioni (31 milioni);
- i ratei per interessi passivi su Bond e Corporate Loans (8 milioni), oltreché la quota a breve termine degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (-2 milioni).

I **Titoli e altri crediti finanziari a breve termine** includono gli impieghi a breve di liquidità per 158 milioni, i depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" circa 2 milioni, la quota a breve termine delle attività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 30 milioni e i crediti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura per 14 milioni.

## Flussi finanziari

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

III Trimestre			9 Mesi	
2023	2022	(milioni di Euro)	2023	2022
102	118	Margine operativo lordo adjusted	365	390
(51)	(33)	Variazione capitale circolante	10	6
<b>51</b>	<b>85</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>376</b>	<b>397</b>
(63)	(91)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(193)	(213)
(2)	(514)	Acquisizioni di assets e <i>business combination</i>	(184)	(610)
-	-	Incasso cessione ERG Hydro	-	1.265
0	(4)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	1	(4)
(1)	(2)	Disinvestimenti e altre variazioni	(2)	(8)
<b>(66)</b>	<b>(611)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/disinvestimenti</b>	<b>(377)</b>	<b>429</b>
(1)	(6)	Proventi (oneri) finanziari	(6)	(18)
-	-	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(4)	(3)
0	0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0	0
88	75	Incasso distribuzione riserve ERG Power <sup>(1)</sup>	88	75
<b>87</b>	<b>69</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>78</b>	<b>54</b>
<b>(5)</b>	<b>(2)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(14)</b>	<b>(49)</b>
-	-	Distribuzione dividendi	(152)	(136)
43	(66)	Altri movimenti di patrimonio netto	117	(113)
<b>43</b>	<b>(66)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(36)</b>	<b>(249)</b>
-	-	<b>Variazione area di consolidamento</b>	-	<b>(69)</b>
<b>(85)</b>	<b>(14)</b>	<b>Cash Flow Termo</b>	<b>(27)</b>	<b>(11)</b>
<b>1.556</b>	<b>1.009</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.533</b>	<b>2.051</b>
(24)	539	<i>Variazione netta</i>	(1)	(503)
<b>1.532</b>	<b>1.548</b>	<b>Indebitamento adjusted totale</b>	<b>1.532</b>	<b>1.548</b>
(126)	(6)	(+ PFN Termo)	(126)	(6)
<b>1.406</b>	<b>1.542</b>	<b>Indebitamento adjusted "Attività continue"</b>	<b>1.406</b>	<b>1.542</b>

(1) Attività destinata ad essere ceduta al 30 settembre 2023. Si ricorda che in data 17 ottobre 2023 è stato perfezionato il closing per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto termoelettrico di Priolo Gargallo.

Il **Cash Flow operativo** dei primi nove mesi 2023 è positivo per 376 milioni, in linea rispetto al corrispondente periodo del 2022 (397 milioni) principalmente per i risultati operativi dell'esercizio e le dinamiche puntuali del circolante, oltreché per la regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura. Il cash flow operativo include altresì il pagamento di *clawback measures* e *windfall taxes* per circa 18 milioni in Francia e Polonia.

Il **Cash flow da investimenti** dei primi nove mesi 2023 è legato principalmente all'impatto delle recenti acquisizioni di due società fotovoltaiche in Spagna (184 milioni), nonché agli investimenti del periodo (193 milioni) finalizzati agli sviluppi sui progetti di *Repowering* e *Greenfield* in Italia e alla finalizzazione dei parchi eolici in Regno Unito, Francia e Svezia.

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo e agli oneri finanziari nell'ambito delle attività di Liability Management, correlati al rimborso anticipato di project financing avvenuto nel corso del primo trimestre 2023.

Il **Cash flow da Gestione Fiscale** si riferisce al versamento delle imposte dirette avvenute nel periodo.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati, alla riserva di traduzione cambi, oltreché ai dividendi distribuiti agli azionisti.

## 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 **Risultato operativo netto** è il risultato netto di periodo consolidato di Gruppo, prima di considerare il risultato netto attività continue, le imposte sul reddito, i proventi (oneri) finanziari netti e i proventi (oneri) da partecipazioni netti. Il Risultato operativo netto è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio.
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi adjusted di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte sul reddito e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".
- Il **Risultato netto attività continue adjusted** è il Risultato netto attività continue con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- il **Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted** è il risultato netto attività continue adjusted con l'esclusione del risultato di pertinenza di azionisti terzi;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali.
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition.
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto attività continue** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute** comprende il contributo del business termoelettrico al capitale investito netto;
- Il **Capitale investito netto** è il Capitale investito netto attività continue con l'inclusione del Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute.
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati a copertura dei tassi di interesse.
- L'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.

- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.
- Gli **special items** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
  - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
  - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere

### IFRS 16

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

L'applicazione del Principio ha modificato la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come

oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

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

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato nei primi nove mesi 2023:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nell'ambito dell'IFRS 16, pari a circa 10 milioni;
- l'incremento (circa 173 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 166 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (5 milioni) e maggiori oneri finanziari (5 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

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

## Riconciliazione con i risultati economici adjusted

### MARGINE OPERATIVO LORDO

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	(milioni di Euro)	Note	2023	2022
103	119	Margine operativo lordo Attività continue		372	394
<b>Esclusione Special Items:</b>					
(3)	(3)	- Riclassifica IFRS 16	1	(10)	(9)
<b>Italia</b>					
2	2	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	3	4
-	-	- Storno accantonamento fondo Business dismessi	3	1	0
102	118	Margine operativo lordo adjusted		365	390

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	(milioni di Euro)	Note	2023	2022
(55)	(60)	Ammortamenti e svalutazioni		(168)	(178)
<b>Esclusione Special Items:</b>					
1	2	- Riclassifica IFRS 16	1	5	5
1	-	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	4	1	7
(52)	(59)	Ammortamenti adjusted		(161)	(166)

**RISULTATO NETTO DI GRUPPO**

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	(milioni di Euro)	Note	2023	2022
32	33	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo</b>		146	103
<i>Esclusione Special Items:</i>					
0	0	Riclassifica IFRS 16	1	0	0
1	1	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	2	4
0	-	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	3	(5)	0
1	-	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	4	1	5
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	5	3	2
-	-	Esclusione imposta sostitutiva Solar Italy	6	-	(1)
0	1	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	7	1	2
35	35	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted</b>		149	115

- Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
- Oneri accessori relativi ad e acquisizioni avvenute nel primo semestre 2023 relative alle neoacquisite società fotovoltaiche in Spagna, nonché alle acquisizioni non andate a buon fine o progetti in corso.
- Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo. Sul risultato netto attività continue di Gruppo adjusted, nei primi nove mesi 2023 l'importo si riferisce principalmente agli aggiustamenti del prezzo relativo alla cessione del nucleo idroelettrico di Terni (2 milioni) e del business Downstream Integrato (3 milioni).
- Svalutazione del valore netto residuo delle immobilizzazioni materiali ed immateriali di parchi eolici in Italia, a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Repowering e di un parco fotovoltaico a seguito dell'autorizzazione di un progetto di Revamping.
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di project financing e finanziamenti Corporate nell'ambito di attività di Liability Management.
- Storno beneficio dell'imposta sostitutiva in ERG Solar Holding S.r.l.
- 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 nei primi nove mesi 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.



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

### Conto Economico 9 mesi 2023

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto Economico adjusted
Ricavi	521	-	-	-	521
Altri proventi	17	-	-	-	17
<b>Ricavi totali</b>	<b>539</b>	-	-	-	<b>539</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(9)	-	-	-	(9)
Costi per servizi e altri costi operativi	(119)	(10)	-	3	(126)
Costi del lavoro	(38)	-	-	-	(38)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>372</b>	<b>(10)</b>	-	<b>3</b>	<b>365</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(168)	5	-	1	(161)
<b>Risultato operativo</b>	<b>204</b>	<b>(5)</b>	-	<b>5</b>	<b>204</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	5	1	4	(6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	5	-	-	(5)	0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>193</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>198</b>
Imposte sul reddito	(45)	-	(0)	(2)	(47)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>148</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>151</b>
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	-	(2)
<b>Risultato netto attività continue di Gruppo</b>	<b>146</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>149</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(34)	-	-	29	(5)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>112</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>30</b>	<b>144</b>

### Stato Patrimoniale riclassificato al 30 settembre 2023

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.416	-	1.416
Immobilizzazioni materiali	2.500	(167)	2.333
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	56	-	56
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.972</b>	<b>(167)</b>	<b>3.805</b>
Rimanenze	19	-	19
Crediti commerciali	161	-	161
Debiti commerciali	(119)	-	(119)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>61</b>	-	<b>61</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	284	1	286
Altre passività	(612)	-	(612)
<b>Capitale investito netto attività continue</b>	<b>3.702</b>	<b>(166)</b>	<b>3.536</b>
<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>	<b>130</b>	-	<b>130</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.832</b>	<b>(166)</b>	<b>3.666</b>
Patrimonio netto Gruppo	2.119	7	2.126
Patrimonio netto di terzi	9	-	9
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.579	(173)	1.406
Indebitamento finanziario netto attività destinate ad essere cedute	126	-	126
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.832</b>	<b>(166)</b>	<b>3.666</b>