

Informazione Regolamentata n. 0118-36-2023	Data/Ora Inizio Diffusione 14 Novembre 2023 07:37:58	Euronext Milan
---	---	-----------------------

Societa' : ERG

Identificativo : 183324

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : REGEM

Data/Ora Ricezione : 14 Novembre 2023 07:37:57

Data/Ora Inizio
Diffusione : 14 Novembre 2023 07:37:58

Oggetto : Risultati consolidati dei primi nove mesi e
del terzo trimestre 2023-Consolidated
results for the first nine months and the
third quarter of 2023

Testo del comunicato

Vedi allegato.



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 ¹: 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.

¹ 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 Gruppo²), 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)	RICAVI (GROSS CLAWBACK)	530	562	(32)
2	15	(14)	(-) clawback measures	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)	RICAVI (NET CLAWBACK)	521	542	(21)

² 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
104	133	(30)	MARGINE OPERATIVO LORDO (GROSS CLAWBACK)	374	411	(37)
2	15	(14)	(-) clawback measures	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)
102	118	(16)	MARGINE OPERATIVO LORDO (NET CLAWBACK)	365	390	(25)
36	49	(13)	RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE DI GRUPPO (GROSS CLAWBACK E WINDFALL TAX)	156	169	(13)
1	14	(12)	(-) clawback measures e windfall tax	7	54	(47)
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)
35	35	(1)	RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE DI GRUPPO (NET CLAWBACK)	149	115	34

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 ⁽¹⁾ III trimestre			Adjusted ⁽¹⁾ 9 mesi	
2023	2022 ⁽²⁾	(milioni di Euro)	2023	2022 ⁽²⁾
PRINCIPALI DATI ECONOMICI				
151	173	Ricavi	521	542
102	118	Margine operativo lordo	365	390
50	60	Risultato operativo netto	204	224
35	35	Risultato netto attività continue di Gruppo	149	115
34	54	Risultato netto di Gruppo Reported ⁽³⁾	112	459
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
3.536	3.140	Capitale investito netto attività continue⁽⁴⁾	3.536	3.140
2.134	1.831	Patrimonio netto	2.134	1.831
1.406	1.542	Indebitamento finanziario netto attività continue ⁽⁴⁾	1.406	1.542
180	254	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁵⁾	180	254
40%	46%	Leva finanziaria	40%	46%
67%	68%	Ebitda Margin %	70%	72%
DATI OPERATIVI				
3.117	2.760	Totale capacità installata a fine periodo	3.117	2.760
		MW		
1.225	970	Totale produzioni di energia elettrica	4.214	3.625
		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		
65	605	Investimenti⁽⁶⁾	377	823
		milioni di Euro		
631	574	Dipendenti a fine periodo⁽⁷⁾	631	574
		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	
RICAVI NETTI UNITARI ⁽⁸⁾					
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, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Si precisa che, coerentemente con i precedenti trimestri³, 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 Spagna⁴, 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**⁵, 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.

³ 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.

⁴ 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.

⁵ 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 2022⁶).

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.

⁶ 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 milioni⁷), 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**⁸, 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:

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

⁸ 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 Extraprofiti (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 milioni⁹), che include l'incasso a seguito della regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura oltreché gli effetti legati alle operazioni di cessione del business termoelettrico, 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) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

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

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

www.erg.eu - @ergnow

RISULTATI PER PAESE

III Trimestre			(milioni di Euro)	9 Mesi		
2023	2022	Δ	RICAVI ADJUSTED	2023	2022	Δ
81	106	(24)	Italia	272	288	(16)
70	67	3	Estero	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	Corporate	25	24	1
(9)	(7)	(2)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(25)	(23)	(2)
151	173	(21)	Totale ricavi adjusted	521	542	(21)

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED						
66	85	(19)	Italia	214	234	(20)
42	39	3	Estero	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	Corporate	(17)	(17)	1
102	118	(16)	Margine operativo lordo adjusted	365	390	(25)

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED						
(29)	(34)	5	Italia	(89)	(91)	3
(22)	(24)	2	Estero	(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	Corporate	(2)	(3)	1
(52)	(59)	6	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(161)	(166)	5

III Trimestre			(milioni di Euro)	9 Mesi		
2023	2022	Δ	RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED	2023	2022	Δ
36	51	(15)	Italia	125	142	(17)
19	15	4	Estero	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	Corporate	(19)	(20)	2
50	60	(10)	Risultato operativo netto adjusted	204	224	(20)

INVESTIMENTI ⁽¹⁾

43	543	(499)	Italia	137	594	(457)
22	62	(41)	Estero	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	Corporate	2	1	0
65	605	(540)	Totale investimenti	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
Scenario prezzi base load (Euro/MWh)				
Italia				
113	472	PUN ⁽¹⁾	128	324
-	43	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	-	43
33	196	TTF	41	129
85	79	CO ₂	86	81
Estero				
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
Risultati Operativi						
1.496	1.440	56	Potenza installata (MW) ⁽¹⁾	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	Produzioni (GWh)	1.933	1.745	188
492	404	88	Eolico	1.716	1.533	183
92	89	3	Solare	217	212	5
Load Factor % ⁽²⁾						
17%	14%	2%	Eolico	21%	18%	2%
24%	23%	1%	Solare	19%	18%	0%
135	206	(71)	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	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
Risultati economici						
81	106	(24)	Ricavi <i>adjusted</i>	272	288	(16)
49	78	(28)	Eolico	197	220	(23)
32	28	4	Solare	75	68	7
66	85	(19)	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	214	234	(20)
36	59	(24)	Eolico	146	172	(26)
30	25	5	Solare	68	62	6
(29)	(34)	5	Ammortamenti e svalutazioni	(89)	(91)	3
(18)	(21)	4	Eolico	(54)	(59)	5
(12)	(13)	1	Solare	(35)	(33)	(2)
36	51	(15)	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	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
Risultati economici						
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 % ⁽¹⁾	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
Risultati Operativi					
600	600	0	600	600	0
522	522	0	522	522	0
79	79	0	79	79	0
229	187	43	879	733	146
197	154	43	797	650	147
32	32	(0)	82	83	(1)
Load Factor %⁽²⁾					
17%	14%	3%	23%	20%	0
18%	18%	0%	16%	16%	0%
87	96	(9)	92	93	(1)
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
Risultati economici					
20	18	3	81	68	13
17	15	3	73	60	13
3	3	(0)	8	8	(0)
8	7	1	49	37	12
6	5	1	43	32	11
2	2	0	5	5	0
(9)	(11)	3	(30)	(34)	5
(8)	(10)	3	(26)	(31)	5
(1)	(1)	(0)	(3)	(3)	0
(1)	(4)	4	19	3	16
(2)	(5)	3	17	1	16
1	1	0	2	2	0
6	0	6	18	9	8
6	0	6	18	9	8
0	0	0	0	0	0
40%	41%	-1%	60%	54%	6%
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
Risultati Operativi					
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)					
Risultati economici					
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 **marginale 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
Risultati Operativi					
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	(milioni di Euro)	2023	2022	Δ
Risultati economici						
14	2	12	Ricavi <i>adjusted</i>	33	23	10
10	(0)	10	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	20	17	3
(4)	(1)	(3)	Ammortamenti e svalutazioni	(9)	(3)	(6)
6	(1)	7	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	11	15	(3)
8	57	(49)	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	30	105	(75)
70%	-5%	75%	Ebitda Margin % ⁽¹⁾	63%	75%	-13%

(1) Rapporto del marginale 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
Risultati Operativi					
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
Risultati economici						
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 % ⁽¹⁾	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
Risultati Operativi					
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 delle scarse condizioni anemologiche riscontrate.

III Trimestre			9 Mesi		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Risultati economici					
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 **marginale 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

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
Comunicato Stampa del 17 ottobre 2023	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).
Comunicato Stampa del 25 ottobre 2023	Italia	Eolico	ERG ha inaugurato il primo Repowering in Italia del parco eolico di Partinico Monreale. L'evento ha coinvolto istituzioni, operatori del settore, analisti finanziari, azionisti e top management del Gruppo.

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) 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 AMMINISTRAZIONE¹⁰

Presidente
EDOARDO GARRONE (*esecutivo*)

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE (*esecutivo*¹¹)
GIOVANNI MONDINI (*non esecutivo*)

Amministratore Delegato
PAOLO LUIGI MERLI

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

COLLEGIO SINDACALE¹⁴

Presidente
MONICA MANNINO¹⁵

Sindaci Effettivi
GIULIA DE MARTINO
FABRIZIO CAVALLI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)
MICHELE PEDEMONTE¹⁶

SOCIETÀ DI REVISIONE
KPMG S.P.A.¹⁷

¹⁰ Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

¹¹ Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

¹² 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.

¹³ 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.

¹⁴ Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

¹⁵ 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.

¹⁶ Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

¹⁷ 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 termoelettrico¹⁸, 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	
156	176	(19)	RICAVI TOTALI		539	551	(12)	
(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)	
102	118	(16)	MARGINE OPERATIVO LORDO		365	390	(25)	
(52)	(59)	6	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(161)	(166)	5	
50	60	(10)	RISULTATO OPERATIVO NETTO		204	224	(20)	
(1)	(6)	5	Proventi (oneri) finanziari netti	6	(6)	(18)	12	
0	0	(0)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0	0	(0)	
48	54	(5)	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		198	206	(8)	
(13)	(16)	3	Imposte sul reddito	7	(47)	(86)	39	
35	38	(2)	RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE		151	120	31	
(1)	(3)	2	Risultato di azionisti terzi		(2)	(4)	2	
35	35	(1)	RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE DI GRUPPO		149	115	34	
2	16	(14)	Risultato netto attività destinate ad essere cedute	8	(5)	17	(22)	
37	51	(14)	RISULTATO NETTO DI GRUPPO		144	132	12	

¹⁸ 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 Ornetta 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.¹⁹, 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*.

¹⁹ 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)
3.140	Capitale investito netto attività continue		3.536	3.506	3.357
239	Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute		130	133	235
3.379	Capitale investito netto		3.666	3.638	3.592
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
3.379	Mezzi propri e debiti finanziari		3.666	3.638	3.592

1 - Capitale immobilizzato

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

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)
1.542	Totale indebitamento attività continue	1.406	1.516	1.434
6	Totale indebitamento Discontinued Operations	126	41	98
1.548	TOTALE	1.532	1.556	1.533

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
1.606	Totale	1.920	1.922	1.595
254	Totale Project Financing	180	188	212
(69)	Quota corrente Project Financing	(18)	(20)	(55)
185	Project Financing a medio-lungo termine	162	168	156
(27)	Crediti finanziari a medio-lungo termine	(43)	(68)	(28)
1.764	Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue	2.039	2.022	1.723
1.764	TOTALE	2.039	2.022	1.723

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
447	Passività finanziarie a breve termine	37	93	334
(341)	Disponibilità liquide ⁽¹⁾	(474)	(459)	(424)
(337)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(202)	(134)	(187)
(678)	Attività finanziarie a breve termine	(676)	(594)	(611)
84	Project Financing a breve termine	18	20	55
(75)	Disponibilità liquide	(12)	(25)	(68)
9	Project Financing	6	(6)	(12)
(222)	Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue	(633)	(507)	(289)
6	Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations	126	41	98
(216)	TOTALE	(507)	(466)	(191)

(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
51	85	Cash Flow Operativo	376	397
(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)
(66)	(611)	Cash Flow da investimenti/disinvestimenti	(377)	429
(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 ⁽¹⁾	88	75
87	69	Cash Flow da gestione finanziaria	78	54
(5)	(2)	Cash Flow da gestione Fiscale	(14)	(49)
-	-	Distribuzione dividendi	(152)	(136)
43	(66)	Altri movimenti di patrimonio netto	117	(113)
43	(66)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(36)	(249)
-	-	Variazione area di consolidamento	-	(69)
(85)	(14)	Cash Flow Termo	(27)	(11)
1.556	1.009	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.533	2.051
(24)	539	Variazione netta	(1)	(503)
1.532	1.548	Indebitamento adjusted totale	1.532	1.548
(126)	(6)	(+ PFN Termo)	(126)	(6)
1.406	1.542	Indebitamento adjusted "Attività continue"	1.406	1.542

(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
Esclusione Special Items:					
(3)	(3)	- Riclassifica IFRS 16	1	(10)	(9)
Italia					
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)
Esclusione Special Items:					
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	Risultato netto attività continue di Gruppo		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	Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted		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
Ricavi totali	539	-	-	-	539
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)
Margine operativo lordo	372	(10)	-	3	365
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(168)	5	-	1	(161)
Risultato operativo	204	(5)	-	5	204
Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	5	1	4	(6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	5	-	-	(5)	0
Risultato prima delle imposte	193	0	1	3	198
Imposte sul reddito	(45)	-	(0)	(2)	(47)
Risultato netto attività continue	148	0	1	1	151
Risultato di azionisti terzi	(2)	-	-	-	(2)
Risultato netto attività continue di Gruppo	146	0	1	1	149
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(34)	-	-	29	(5)
Risultato netto di Gruppo	112	0	1	30	144

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
Capitale immobilizzato	3.972	(167)	3.805
Rimanenze	19	-	19
Crediti commerciali	161	-	161
Debiti commerciali	(119)	-	(119)
Debiti verso erario per accise	(0)	-	(0)
Capitale circolante operativo netto	61	-	61
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	284	1	286
Altre passività	(612)	-	(612)
Capitale investito netto attività continue	3.702	(166)	3.536
Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute	130	-	130
Capitale investito netto	3.832	(166)	3.666
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
Mezzi propri e debiti finanziari	3.832	(166)	3.666



Press Release

The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the consolidated results for the first nine months of 2023 and the third quarter of 2023

Third quarter 2023:

Adjusted consolidated EBITDA¹: EUR 102 million, EUR 118 million in the third quarter of 2022

Adjusted net profit (loss) from continuing operations attributable to owners of the parent: EUR 35 million, in line with the third quarter of 2022

First nine months of 2023:

Adjusted consolidated EBITDA: EUR 365 million, EUR 390 million in the first nine months of 2022

Adjusted net profit (loss) from continuing operations attributable to owners of the parent: EUR 149 million, EUR 115 million in the first nine months of 2022

- **Sale of the CCGT:** ERG makes its exit from fossil fuels and becomes a pure renewable operator, accelerating its path towards the Net Zero objective thanks to the finalisation of the agreement with Achnernar Energy S.p.A. for the sale of the Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) cogeneration plant in Priolo Gargallo, Syracuse.
- **Repowering:** the technological renovation of the Group's wind assets continues with the completion of the construction and energisation of the Camporeale wind farm in Sicily for a total installed capacity of 50.4 MW.
- **Internationalisation:** the construction of the Garnacha photovoltaic park, totalling 149MWp and currently in the final commissioning phase, has been completed, confirming the Group's important growth path in Spain..
- **Buyback programme:** in light of the Group's financial strength, the programme for the purchase of ordinary treasury shares up to a maximum of 2.5% of the capital was launched, as a form of investment aimed at maximising value creation for the Company and shareholders. The buyback of up to EUR 100 million, added to the ordinary dividend distribution of around EUR 150 million, brings the total remuneration for shareholders in 2023 to EUR 250 million.
- **2023 Guidance:** we revise slightly upwards the expected range for EBITDA, which is now between EUR 490 and 520 million (previously EUR 480-520 million), while we confirm the guidance on capital expenditure, expected to be between EUR 500 and 600 million, and net financial indebtedness, between EUR 1,400 and 1,500 million, which remains unchanged despite the planned outlays for the buyback programme.

¹ In order to make it easier to understand how the businesses are performing and to provide the most transparent representation possible, the financial results are presented, including for the comparative period, in what is described as "adjusted" format. This means that the results are shown net of the effects of the transitional measures (clawback measures/windfall taxes) enacted in various countries to offset electricity price increases, as well as any significant unusual income components (special items). A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section of this document.

Genoa, 14 November 2023 – The Board of Directors of ERG S.p.A., in its meeting held yesterday, approved the consolidated results for the first nine months of 2023 and the third quarter of 2023.

Paolo Merli, CEO of ERG commented:

“The operating results for the quarter are solid and in line with our budget, albeit down compared to last year. This decrease is solely attributed to a particularly tough comparison given the electricity price peaks experienced in the same quarter last year, as well as the elimination of the incentive value in Italy in 2023 due to the calculation formula. However, lower sales prices were largely offset by the significant output growth, due to the new installed capacity and better wind conditions. Net profit for the quarter is in line with last year thanks to a significant reduction in financial expense, which reflect a better return on liquidity. Given the good start to the fourth quarter, with good wind conditions and further growth in installed capacity, we revise the EBITDA range upwards, now between EUR 490 and EUR 520 million, confirming the indications on capital expenditure, between EUR 500 and 600 million, and net indebtedness, between EUR 1,400 and 1,500 million, despite the planned outlays for the buyback programme.”

REGULATORY MEASURES TO CURB ENERGY PRICE RISES (CLAWBACK MEASURES AND WINDFALL TAX)

During 2022, measures were introduced in Italy and abroad to contain the effects of price increases in the electricity sector, as already described in the Group Financial Statements at 31 December 2022.

The implementation of these measures led to refunds that negatively affected EBITDA of the first nine months of 2023 by approximately EUR 9 million. EUR 2 million in the third quarter of 2023 (EUR 7 million on the net profit (loss) from continuing operations attributable to owners of the parent in the first nine months of 2023, EUR 1 million in the third quarter 2023). In the first nine months of 2022, this negative impact was EUR 21 million on EBITDA (EUR 54 million on the net result from continuing operations attributable to owners of the parent²), while it was EUR 15 million in the third quarter of 2022 (EUR 14 million on the net profit (loss) from continuing operations).

The table below shows the Group's adjusted results both gross and net of the effects of the transitional measures (clawback measures/windfall taxes) in order to give the most transparent representation possible of the impacts in 2023 and 2022, of an extraordinary and temporary nature, resulting from the regulations introduced in various countries in order to counteract the increase in electricity prices.

3 rd quarter 2023	3 rd quarter 2022	Change	(EUR million)	9 months 2023	9 months 2022	Change
153	188	(35)	REVENUES (GROSS CLAWBACK)	530	562	(32)
2	15	(14)	(-) clawback measures	9	21	(12)
-	6	(6)	<i>Italy</i>	0	6	(6)
1	-	1	<i>France</i>	3	-	3
1	10	(9)	<i>East Europe</i>	6	15	(9)
151	173	(21)	REVENUES (NET CLAWBACK)	521	542	(21)

² It should be noted that the first nine months of 2022 included windfall tax measures recognised in the income tax line of EUR 37 million, deriving in particular from the Italian Decree Law of 21 March 2022, as well as the net tax effect of the clawback measures in Italy (EUR 4 million) and Romania (EUR 13 million), while the third quarter of 2022 included windfall tax measures recognised in the income tax line of EUR 1 million, as well as the net tax effect of the clawback measures in Italy (EUR 4 million) and Romania (EUR 8 million).

3 rd quarter 2023	3 rd quarter 2022	Change	(EUR million)	9 months 2023	9 months 2022	Change
104	133	(30)	EBITDA (GROSS CLAWBACK)	374	411	(37)
2	15	(14)	(-) clawback measures	9	21	(12)
-	6	(6)	<i>Italy</i>	0	6	(6)
1	-	1	<i>France</i>	3	-	3
1	10	(9)	<i>East Europe</i>	6	15	(9)
102	118	(16)	EBITDA (NET CLAWBACK)	365	390	(25)
36	49	(13)	NET PROFIT (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT (GROSS CLAWBACK AND WINDFALL TAX)	156	169	(13)
1	14	(12)	(-) clawback measures and windfall tax	7	54	(47)
0	5	(5)	<i>Italy</i>	0	41	(41)
1	-	1	<i>France</i>	3	-	3
0	8	(8)	<i>East Europe</i>	5	13	(8)
35	35	(1)	NET PROFIT (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO THE OWNERS OF THE PARENT (NET CLAWBACK AND WINDFALL TAX)	149	115	34

For the sake of clarity, in this document the adjusted results for both 2023 and the comparative periods of 2022 will be shown net of these charges and will therefore be understood as “net clawbacks and windfall taxes”.

It should be noted that the third quarter of 2022 included clawback measures in Romania for EUR 8 million; from the fourth quarter of 2022, this impact was directly absorbed as a cap in the electricity sale price.

HIGHLIGHTS

Adjusted ⁽¹⁾ 3 rd Quarter			Adjusted ⁽¹⁾ 9 months	
2023	2022 ⁽²⁾	(EUR million)	2023	2022 ⁽²⁾
MAIN INCOME STATEMENT FIGURES				
151	173	Revenue	521	542
102	118	Gross operating profit (EBITDA)	365	390
50	60	Operating profit (EBIT)	204	224
35	35	Profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent	149	115
34	54	Reported profit attributable to owners of the parent ⁽³⁾	112	459
MAIN FINANCIAL FIGURES				
3,536	3,140	Net invested capital of continuing operations ⁽⁴⁾	3,536	3,140
2,134	1,831	Equity	2,134	1,831
1,406	1,542	Net financial indebtedness of continuing operations ⁽⁴⁾	1,406	1,542
180	254	of which non recourse Project Financing ⁽⁵⁾	180	254
40%	46%	Financial leverage	40%	46%
67%	68%	EBITDA Margin %	70%	72%
OPERATING DATA				
3,117	2,760	Total installed capacity at the end of the period	MW	3,117
1,225	970	Total electricity output	GWh	4,214
1,496	1,440	Installed capacity at the end of the period – Italy	MW	1,496
584	493	Electricity output – Italy	GWh	1,933
600	600	Installed capacity at the end of the period – France	MW	600
229	187	Electricity output – France	GWh	879
327	327	Installed capacity at the end of the period – Germany	MW	327
107	82	Electricity output – Germany	GWh	412
311	70	Installed capacity at the end of the period – UK & Nordics	MW	311
109	30	Electricity output – UK & Nordics	GWh	326
117	92	Installed capacity at the end of the period – Spain	MW	117
66	58	Electricity output – Spain	GWh	156
266	231	Installed capacity – East Europe	MW	266
130	120	Electricity output – East Europe	GWh	506
65	605	Capital expenditure ⁽⁶⁾	EUR million	377
631	574	Employees at the end of the period ⁽⁷⁾	Unità	574

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

(2) The adjusted comparative data for the first nine months of 2022 and for the third quarter of 2022 are shown net of clawback measures and windfall taxes.

(3) Reported economic indicators include special items and related applicable theoretical taxes.

(4) Adjusted net financial indebtedness of continuing operations and Adjusted net invested capital of continuing operations are presented in application of IFRS 5 and net of the effects deriving from the application of IFRS 16.

(5) Including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives hedging interest rates.

(6) Investments in property, plant and equipment and other intangible assets. The figures for first nine months of 2023 also include M&A transactions of EUR 184 million made in Spain.

(7) The number of employees does not include personnel dedicated to ensuring the operation of the CCGT cogeneration plant, sold on 17 October 2023.

<i>Adjusted</i>				<i>Adjusted</i>	
3rd Quarter				9 months	
2023	2022	(EUR million)		2023	2022
NET UNIT REVENUE ⁽⁸⁾					
97	183	Italy – Wind	EUR/MWh	111	139
339	309	Italy – Solar	EUR/MWh	342	319
86	95	France – Wind	EUR/MWh	91	92
96	97	France – Solar	EUR/MWh	96	97
137	179	Germany – Wind	EUR/MWh	148	150
120	66	UK & Nordics – Wind	EUR/MWh	95	159
135	111	Spain – Solar	EUR/MWh	132	130
72	168	East Europe – Wind	EUR/MWh	93	153

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

COMMENTS ON THE PERFORMANCE FOR THE PERIOD

It should be noted that, in line with previous quarters³, the adjusted results do not include the contribution of the thermoelectric business, reclassified in this document to the item "Net profit (loss) from assets held for sale" in application of IFRS 5, the sale of which was completed on 17 October 2023.

Third quarter

In the third quarter of 2023, **adjusted revenue** amounted to EUR 151 million, down by EUR 21 million compared to the third quarter of 2022 (EUR 173 million), due to lower market prices recorded in all countries, substantially lower than the particularly high prices of the same period of the previous year, and due to the elimination of the GRIN incentive value in Italy (equal to EUR 43 per MWh in 2022), only partly offset by the higher wind and solar output recorded in the period (equal to 1.2 TWh, up 26%) and the higher installed capacity both following the recent acquisition in the second quarter of 2023 in Spain⁴, and following the entry into operation of the first repowering farms in Italy in 2023 and the farms developed internally in the United Kingdom and Sweden between the end of the 2022 and early 2023.

Adjusted EBITDA, net of special items, amounted to EUR 102 million, down by EUR 16 million compared with the EUR 118 million recorded in the third quarter of 2022⁵. In summary:

ITALY

- **Wind (EUR -24 million):** EBITDA of EUR 36 million, down significantly compared to the third quarter of 2022 (EUR 59 million) due to lower market prices captured, significantly lower than the particularly high prices of the comparative quarter; the figures for the quarter are also affected by the elimination of the incentive value (equal to EUR 43 per MWh in 2022) and the lower prices captured on non-hedged generation, only partly offset by the higher output in the period and the first contributions of the wind farm subject to Repowering entered into operation at the end of the second quarter. Output amounted to 492 GWh in the third quarter of 2023 compared to 404 GWh in the third quarter of 2022.
- **Solar (EUR +5 million):** EBITDA of EUR 30 million, up on the third quarter of 2022 (EUR 25 million) due to higher volumes recorded (92 GWh in the third quarter of 2023 compared to 89 GWh in 2022) and better hedging prices.

³ The Group reclassified the results of the thermoelectric business to the item "Net profit (loss) from assets held for sale" starting from the Interim Report on Operations as at 31 March 2022.

⁴ It should be noted that the newly acquired photovoltaic system in Fregenal de la Sierra (25 MW), consolidated as from 30 June 2023, contributed approximately EUR 1 million to the Group's EBITDA in the third quarter of 2023.

⁵ Adjusted EBITDA is shown net of the positive effects arising from the application of IFRS 16, equal to approximately EUR 3 million, as well as other negative effects of special items for approximately EUR 2 million. Adjusted EBITDA does not include the contribution of the thermoelectric business, the sale of which was completed on 17 October 2023, reclassified to the item "Net profit (loss) from assets held for sale".

ABROAD

- **Wind:** EBITDA of EUR 31 million, in line with the third quarter of 2022 (EUR 31 million) thanks to the contribution deriving from the wind farms built internally between the end of 2022 and the early months of 2023 and the higher output in the quarter, which offset the lower market prices, down sharply compared to the particularly high prices of the third quarter of 2022. Output amounted to 543 GWh in the third quarter of 2023 compared to 387 GWh in the third quarter of 2022.
- **Solar (+2 million):** EBITDA of EUR 10 million in the third quarter of 2023, up compared to the third quarter of 2022 (EUR 8 million) due to the contribution of the newly acquired solar farm in Spain (25 MW) and the higher prices captured as a result of hedging during the period. Output amounted to 98 GWh in the third quarter of 2023 compared to 90 GWh in the third quarter of 2022.

Overall, the scope effect linked to the new operational MW is EUR 14 million.

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

Adjusted EBIT amounted to EUR 50 million (EUR 60 million in the third quarter of 2022). Amortisation and depreciation amounted to EUR 52 million, down on 2022 (EUR 59 million) mainly due to the extension of the useful life of wind farm assets in Italy and abroad (EUR 8 million) as a result of the Lifetime Extension programmes and the end of the useful life of some wind farm and photovoltaic components (EUR 2 million) also as a result of the start of Repowering investments, partly offset by the full contribution of the new wind farms that came into operation in the UK and Poland developed internally.

Adjusted net profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent was EUR 35 million, in line with the EUR 35 million in the third quarter of 2022 due to the above-mentioned operating results, offset by the significant decrease (EUR -5 million) in financial expense as a result of the optimisation of the capital structure and the improved return on liquidity.

As already indicated in the introduction, the item reflects the clawback measures and windfall taxes, which, due to the sharp and sudden drop in electricity prices in all reference markets below the various "revenues caps", resulted in refunds with a negligible negative impact estimated at around EUR 1 million on the net result (EUR 14 million in the third quarter of 2022⁶).

The **Profit (loss) attributable to owners of the parent** amounted to EUR 34 million, down compared to the third quarter of 2022 (EUR 54 million) in consideration of the aforementioned lower operating results in the third quarter of 2023. The result of the third quarter of 2023 reflects the special items, including in particular the adjustment of the effects (EUR 5 million) linked to the valuation of the CCGT plant, with reference to the sale agreements finalised on 17 October.

⁶ It should be noted that in the third quarter of 2022 the item included the net tax effect of the clawback measures and windfall taxes in Italy (EUR 5 million) and Romania (EUR 8 million).

In the third quarter of 2023, **capital expenditure** totalled EUR 65 million (EUR 605 million in the third quarter of 2022) and mainly related to organic development activities (EUR 63 million compared to EUR 91 million in the third quarter of 2022), related to construction activities in Italy for 47 MW Greenfield (EUR 12 million) and Repowering (EUR 26 million) on Italian wind farms for approximately 269 MW of new wind capacity, as well as construction activities for a wind farm in the UK for 47 MW (EUR 5 million). It should also be noted that construction work continues on two Greenfield parks in France for 50 MW (EUR 6 million), while in the solar sector, plant Revamping activities are continuing (EUR 7 million), aimed at ensuring greater plant efficiency.

Adjusted net financial indebtedness of “continuing operations” totalled EUR **1,406 million**, down (EUR -110 million) compared to 30 June 2023 (EUR 1,516 million). The change primarily reflects capital expenditure for the period (EUR 63 million), mainly related to development on Repowering projects in Italy, which was more than offset by the positive cash flow for the period (EUR 49 million⁷), the change in cash flow hedge reserves on hedging derivatives and commodities (EUR 47 million), as well as the effects of the sale of the thermoelectric business, finalised on 17 October 2023.

It should also be noted that the indebtedness at the end of the period reflects the negative fair value of commodity futures of roughly EUR 6 million (EUR 23 million at 30 June 2023).

Adjusted net financial indebtedness is presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16, therefore excluding the discounting of future lease payments of approximately EUR 173 million at 30 June 2023 (EUR 174 million at 30 June 2023).

First nine months

In the first nine months of 2023, adjusted revenue amounted to EUR 521 million, down by EUR 21 million compared to the first nine months of 2022 (EUR 542 million), due to lower market prices in all countries in which the Group operates, largely offset by the full contribution from acquisitions made during 2022, as well as the entry into operation of the farms developed internally and gradually put into operation during 2022 and 2023.

Output amounted to 4.2 TWh, up by a total of 0.6 TWh (+16%) compared to 2022, mainly thanks to the contribution deriving from the new wind farms. The first nine months were characterised by significantly lower market prices compared to the particularly high prices of 2022, which affected the results even if only partially, as the group adopts a hedging policy involving sales through fixed rates, PPAs under pre-established conditions and financial agreements.

Adjusted EBITDA⁸, net of special items, amounted to EUR 365 million, down by EUR 25 million compared with the EUR 390 million recorded in the first nine months of 2022. In summary:

⁷ It includes the adjusted EBITDA, the change in working capital and net financial income (expense).

⁸ Adjusted EBITDA is shown net of the positive effects arising from the application of IFRS 16, equal to EUR 10 million, as well as other negative effects of special items for approximately EUR 4 million. It should be noted that adjusted EBITDA does not include the contribution of the thermoelectric business, the sale of which was completed on 17 October 2023, reclassified to the item “Net profit (loss) from assets held for sale” in application of IFRS 5.

ITALY

- **Wind (EUR -26 million):** EBITDA of EUR 146 million, down on the first nine months of 2022 (EUR 172 million) due to lower prices captured following the elimination of the incentive value (equal to EUR 43 per MWh in 2022), as well as lower wind speeds recorded. These effects are significantly, but only partially, offset by the scope effect resulting from the contribution of the wind farms acquired in 2022 and the repowering projects that entered into operation in 2023. Output amounted to 1.7 TWh in the first nine months of 2023 compared to 1.5 TWh in the corresponding period of 2022, mainly due to the scope effect (+0.2 TWh).
- **Solar (EUR +6 million):** EBITDA of EUR 68 million, up compared to the first nine months of 2022 (EUR 62 million) due to the full contribution of the photovoltaic farms acquired in the second half of 2022 and the higher prices captured thanks to the hedges carried out despite a scenario of lower prices in the reference period. Output amounted to 217 GWh in the first nine months of 2023 compared to 212 GWh in the corresponding period of 2022, mainly due to the scope effect (+21 GWh), partly offset by lower solar radiation in the period.

ABROAD

- **Wind (EUR -7 million):** EBITDA of EUR 145 million, down compared to the first nine months of 2022 (EUR 152 million) mainly due to lower market prices captured in all the countries in which the Group operates, only partly offset by the contribution from the farms built internally and entering into operation at the end of 2022 and in early 2023 in Poland, the UK, Sweden and France, and by the better wind conditions recorded in some locations.
- **Solar (EUR +1 million):** EBITDA of EUR 23 million, up slightly compared to the first nine months of 2022 (EUR 21 million) due to the contribution of the newly acquired photovoltaic system in Spain (25 MW) and better solar radiation recorded in Spain.

Overall, the scope effect linked to the new operating MW is EUR 51 million, of which EUR 26 million abroad.

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

Adjusted EBIT amounted to EUR 204 million (EUR 224 million in the first nine months of 2022). Depreciation and amortisation amounted to EUR 161 million, down compared with the first nine months of 2022 (EUR 166 million) and reflect the full contribution of the new assets (EUR 23 million), more than offset by both the extension of the useful life of wind power assets in Italy and abroad (EUR 19 million) as a result of the Lifetime Extension programmes and the end of the useful life of some wind farm and photovoltaic components (EUR 8 million) also as a result of the start of Repowering investments.

Adjusted net profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent amounted to EUR 149 million, a significant increase compared to the first nine months of 2022 (EUR 115 million) and reflects, in addition to the

above, lower financial expense of EUR 6 million (EUR 18 million in the first nine months of 2022) and lower taxes. It should be noted that the 2022 results included the effects of the Surplus profits contribution (introduced by Italian Decree Law of 21 March 2022) for EUR 37 million, recognised in income taxes.

The **profit attributable to the owners of the parent** was EUR 112 million, down compared to EUR 459 million in the first nine months of 2022. It should be noted that the result for the first nine months of 2022 included the net gain recognised on the sale of the Terni hydroelectric complex on 3 January 2022 (amounting to approximately EUR 324 million). The result for the first nine months of 2023 reflects the special items related to the sale of the CCGT plant, for a total net amount of EUR 43 million.

In the first nine months of 2023, **capital expenditure** totalled EUR 377 million (EUR 823 million in the first nine months of 2022) and mainly refers to the acquisition of solar farms (EUR 184 million) in Spain in June 2023, to organic development activities (EUR 193 million compared to EUR 213 million in the first nine months of 2022), related to construction activities in Italy for 47 MW Greenfield and Repowering activities on Italian wind farms for around 269 MW of new wind power capacity (of which 56 MW already completed), as well as the completion of construction activities on wind farms that will come into operation between the end of 2022 and the beginning of 2023 in the UK for around 179 MW and Sweden for 62 MW. It should also be noted that construction is underway on two Greenfield farms in France for 50 MW.

Adjusted net financial indebtedness of “continuing operations” totalled **EUR 1,406 million**, down (EUR -28 million) compared to 31 December 2022 (EUR 1,434 million). The change mainly reflects the effect of the acquisitions of two photovoltaic farms in Spain (EUR 184 million), capital expenditure for the period (EUR 193 million) mainly related to the development of Repowering projects in Italy, and dividends distributed to shareholders (EUR 152 million) partially offset by the positive cash flow for the period (EUR 369 million⁹), which includes the collection following the financial settlement of certain hedging derivatives as well as the effects of the sale of the thermoelectric business, finalised on 17 October 2023.

It should also be noted that the indebtedness at the end of the period reflects the negative fair value of commodity futures of roughly EUR 6 million (EUR 153 million at 31 December 2022).

Adjusted net financial indebtedness is presented net of the effects deriving from the application of IFRS 16, therefore excluding the discounting of future lease payments of approximately EUR 173 million at 30 September 2023.

9 It includes the adjusted EBITDA, the change in working capital and net financial income (expense).

BASIS FOR PREPARATION

Quarterly report

This press release on the consolidated results of the ERG Group relating to the first nine months of 2023 and the third quarter of 2023 has been prepared on a voluntary basis in compliance with the provisions of Article 82-ter of the Issuers' Regulation (CONSOB resolution no. 11971 of 14 May 1999 and subsequent amendments).

Unless otherwise indicated, the income statement, balance sheet and cash flow information has been prepared in compliance with the valuation and measurement criteria established by International Financial Reporting Standards (IFRS). The recognition and measurement criteria adopted in preparing the results for the first nine months of 2023 and the third quarter of 2023 are the same as those adopted in preparing the 2022 Annual Financial Report and the Half-Year Condensed Consolidated Financial Statements at 30 June 2023, to which reference is made.

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

Operating segments

It should be noted that starting from 2022, following the significant Asset Rotation process launched in 2021 with the sale of the hydroelectric business and fully completed with the sale of the thermoelectric business in October 2023, the operating results are reported and commented on with reference to the different geographical segments in which ERG operates, in line with the internal methods for measuring the Group's results. It should be noted that the results, shown by geographical segment, reflect the energy sales on markets by Group Energy Management, in addition to the application of effective hedges of the generation margin. The above mentioned hedges include, inter alia, the use of instruments by Energy Management to hedge the price risk. In order to give a clearer representation of business by geographic area and, secondarily, by technology, the wind and solar results include the hedging carried out in respect of renewables.

Alternative Performance Indicators (APIs) and adjusted results

Some of the Alternative Performance Indicators (APIs) used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group. These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

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

Finalisation of the sale agreement of the Thermoelectric Business

In 2021, the Group embarked on a major Asset Rotation with the aim of completing its transformation to a pure "Wind&Solar" business model.

On 3 January 2022, ERG finalised the sale of the hydroelectric assets to Enel Produzione, while, as regards the sale of the thermoelectric business, on 17 October 2023 ERG finalised an agreement with Achernar Assets AG, a Swiss investment holding company, for the sale of the entire capital of ERG Power S.r.l. The consideration in terms of Enterprise Value estimated at the signing was EUR 191.5 million, including items related to working capital and tax credits for a total of EUR 88.5 million collected by the closing. The agreements also envisage some earn-outs related to the performance of the business in 2024 and 2025 as well as some tax items totalling about 14 million, which would bring the valuation of the plant to a total of EUR 205.5 million. The price, which is based on a Locked Box Date of 1 January 2023, was subject to adjustments at the closing based on the mechanisms set forth in the contract.

In consideration of the above, in this Document the result of ERG Power was therefore recorded in the line "Profit (loss) from discontinued operations" and the Invested Capital of the Assets held for sale was recorded in the financial statements as the conditions set forth in paragraph 12 of IFRS 5 were met.

2022 income statement amounts

During 2022, measures were introduced in Italy and abroad to contain the effects of price increases in the electricity sector, as described in more detail in the Interim Financial Report at 30 June 2023. In particular, in Italy, reference is made to the Surplus profits contribution introduced by Italian Decree Law of 21 March 2022; the 2023 Temporary Solidarity Contribution introduced by the Budget Law for 2023 (Italian Law no. 197 of 29 December 2022); and Article 15-bis of Italian Decree Law 4/2022 (Sostegni-Ter). Abroad, reference is made to the application of the "Windfall Tax" legislation in Romania and the regulations on Price Caps introduced in other countries. In order to provide an effective representation, the 2022 comparative amounts are shown net of these charges and will therefore be understood as "net clawbacks and windfall taxes". A summary of the various impacts of the above-mentioned measures on EBITDA and EBIT is presented in the chapter "Regulatory measures to curb energy prices rises (clawback measures and windfall tax)".

Risks and uncertainties in relation to the business outlook

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

Certification from the Manager in charge of Financial Reporting

The Manager in charge of Financial Reporting, Michele Pedemonte, declares, pursuant to paragraph 2, Article 154-bis

of the Consolidated Finance Act, that the accounting information this document contains matches the documentary records, books and accounting entries.

This press release, issued on 14 November 2023, is available to the public on the Company's website (www.erg.eu) in the "Media/Press Releases" section, at Borsa Italiana S.p.A. and on the authorised storage mechanism eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contacts:

Anna Cavallarin Head of Media Relations – tel. + 39 010 2401804 mobile. + 39 339 3985139 – e-mail: acavallarin@erg.eu

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

www.erg.eu - @ergnow

PERFORMANCE BY COUNTRY

3 rd Quarter			(EUR million)	9 months		
2023	2022	Δ	ADJUSTED REVENUE	2023	2022	Δ
81	106	(24)	Italy	272	288	(16)
70	67	3	Abroad	249	252	(3)
20	18	3	France	81	68	13
15	15	(0)	Germany	62	61	1
14	2	12	UK & Nordics	33	23	10
9	6	3	Spain	21	19	2
12	25	(14)	East Europe	52	81	(29)
9	7	1	Corporate	25	24	1
(9)	(7)	(2)	Intra-segment revenue	(25)	(23)	(2)
151	173	(21)	Total adjusted revenue	521	542	(21)
ADJUSTED EBITDA						
66	85	(19)	Italy	214	234	(20)
42	39	3	Abroad	168	174	(6)
8	7	1	France	49	37	12
9	9	(0)	Germany	45	43	1
10	(0)	10	UK & Nordics	20	17	3
8	6	2	Spain	17	16	1
7	17	(10)	East Europe	37	60	(23)
(5)	(6)	0	Corporate	(17)	(17)	1
102	118	(16)	Adjusted EBITDA	365	390	(25)
ADJUSTED AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES						
(29)	(34)	5	Italy	(89)	(91)	3
(22)	(24)	2	Abroad	(70)	(71)	1
(9)	(11)	3	France	(30)	(34)	5
(4)	(7)	2	Germany	(15)	(20)	5
(4)	(1)	(3)	UK & Nordics	(9)	(3)	(6)
(1)	(1)	(0)	Spain	(3)	(3)	(0)
(4)	(4)	(0)	East Europe	(13)	(11)	(2)
(1)	(1)	0	Corporate	(2)	(3)	1
(52)	(59)	6	Adjusted amortisation, depreciation and impairment losses	(161)	(166)	5

3 rd Quarter			(EUR million)	9 months		
2023	2022	Δ	ADJUSTED EBIT	2023	2022	Δ
36	51	(15)	Italy	125	142	(17)
19	15	4	Abroad	98	103	(5)
(1)	(4)	4	France	19	3	16
5	3	2	Germany	30	23	6
6	(1)	7	UK & Nordics	11	15	(3)
7	5	2	Spain	14	13	1
2	13	(11)	East Europe	24	49	(25)
(6)	(6)	0	Corporate	(19)	(20)	2
50	60	(10)	Adjusted EBIT	204	224	(20)

CAPITAL EXPENDITURE⁽¹⁾

43	543	(499)	Italy	137	594	(457)
22	62	(41)	Abroad	237	228	10
6	0	6	France	18	9	8
0	0	(0)	Germany	0	1	(0)
8	57	(49)	UK & Nordics	30	105	(75)
7	0	7	Spain	189	96	93
0	5	(4)	East Europe	1	17	(17)
1	0	0	Corporate	2	1	0
65	605	(540)	Total capital expenditure	377	823	(446)

(1) Includes capital expenditure in property, plant and equipment, other intangible assets and M&A investments.

REFERENCE MARKET

PRICE SCENARIO

3 rd Quarter			9 months	
2023	2022		2023	2022
Base load price scenario (EUR/MWh)				
Italy				
113	472	Single National Price - Italy	128	324
-	43	Feed-In Premium (FIP) (former Green Certificates) – Italy	-	43
33	196	TTF	41	129
85	79	CO ₂	86	81
Abroad				
86	430	France	102	297
91	376	Germany	100	250
138	254	Poland	157	211
111	222	of which Electricity	119	169
27	32	of which Certificates of Origin	39	42
100	377	Bulgaria	106	263
130	442	Romania	136	308
101	413	of which Electricity	106	279
29	29	of which Green Certificate	29	29
105	313	Northern Ireland	125	240
91	345	Great Britain	112	256
97	146	Spain	91	186
40	210	Sweden SE4	67	153

ITALY

The ERG Group operates in Italy through its companies that own wind and solar farms. Aside from the availability of plants, the performance expected from each wind and solar farm is influenced by the wind speed profile or irradiation of the site on which the farm is located, by the sale price of electricity, which can vary in relation to the geographical areas in which the plants are located, the incentive systems for renewable energy sources, the regulation of organised energy markets and internal portfolio hedging policies.

ERG operates in the power generation sector in Italy, with an installed capacity of 1,321 MW in wind power and 175 MW in solar power, an increase over the previous year of 56 MW attributable to the Repowering of the Partinico-Monreale wind farm (26 MW) at the end of the second quarter of 2023 and Camporeale (30 MW) at the end of the third quarter of 2023.

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating Results					
1,496	1,440	56	1,496	1,440	56
1,321	1,265	56	1,321	1,265	56
175	175	0	175	175	0
584	493	91	1,933	1,745	188
492	404	88	1,716	1,533	183
92	89	3	217	212	5
Load Factor % ⁽²⁾					
17%	14%	2%	21%	18%	2%
24%	23%	1%	19%	18%	0%
135	206	(71)	137	161	(24)
97	183	(86)	111	139	(28)
339	309	30	342	319	23

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

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

In the **third quarter of 2023, electricity output** in Italy amounted to 584 GWh, of which 492 GWh from wind power and 92 GWh from photovoltaic plants, up compared to the same period of 2022 (493 GWh, of which 404 GWh from wind power and 89 GWh from solar power), due to higher operating capacity (+39 GWh), greater wind speeds (+12%) and better solar radiation (+3%).

In the **first nine months of 2023, electricity output** in Italy amounted to 1,933 GWh, of which 1,716 GWh from wind power and 217 GWh from photovoltaic plants, up compared to the same period in 2022 (1,745 GWh, of which 1,533 GWh from wind power and 212 GWh from solar power), thanks to the consolidation of the wind and photovoltaic farms acquired during 2022 and the first contributions from repowering plants (+209 GWh from wind power and +21 GWh from solar power) against both lower wind speeds (-2%) and lower radiation (-8%) on the farms.

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating results					
81	106	(24)	272	288	(16)
49	78	(28)	197	220	(23)
32	28	4	75	68	7
66	85	(19)	214	234	(20)
36	59	(24)	146	172	(26)
30	25	5	68	62	6
(29)	(34)	5	(89)	(91)	3
(18)	(21)	4	(54)	(59)	5
(12)	(13)	1	(35)	(33)	(2)
36	51	(15)	125	142	(17)
18	38	(20)	92	114	(22)
18	13	6	33	29	4

3 rd Quarter			Δ	(EUR million)	9 months		
2023	2022				2023	2022	Δ
Operating results							
43	543	(499)		137	594	(457)	
Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets							
41	417	(376)	Wind	133	463	(330)	
2	126	(124)	Solar	4	131	(127)	
81%	80%	1%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	79%	81%	-2%	
72%	76%	-4%	Wind	74%	78%	-4%	
94%	91%	4%	Solar	90%	90%	0%	

(1) ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the third quarter of 2023 were down mainly as a result of lower market prices captured and the unit value of the GRIN incentive, which in 2023 was zero compared to 43 EUR/MWh in 2022. This negative trend was only partially offset by the first contributions of the repowering plants that came into operation in 2023 and by the higher volumes recorded. The lower market prices are mitigated by hedges carried out in line with the group's risk policies.

The net unit revenue from wind power in Italy, considering the sale value of the energy, including the value of incentives (formerly green certificates) and hedging as well as other minor components, for ERG was 97 EUR/MWh in the quarter, down from the same period in 2022 (183 EUR/MWh in the third quarter of 2022) due to lower captured prices compared to the same period in 2022, which had benefited from the price spike recorded in the quarter.

Net unit revenue relating to photovoltaic plants amounted to 339 EUR/MWh (309 EUR/MWh in the third quarter of 2022 net of clawback measures) due to hedges carried out at higher prices than in the same period of 2022.

Adjusted EBITDA in Italy for the **third quarter of 2023** amounted to EUR 66 million, down compared to the third quarter of 2022 (EUR 85 million), for the same reasons relating to revenue.

Revenue recorded in the first nine months of 2023 decreased mainly as a result of lower captured market prices and the unit value of the GRIN incentive, which was zero in 2023 compared to 43 EUR/MWh in 2022, in addition to the lower wind and radiation recorded. This trend is partly offset by the full contribution deriving from the acquisitions made in the third quarter of 2022 and the first contributions of the repowering plants that came into operation in 2023. In light of the above, the net unit revenue of wind power in Italy, considering the sale value of the energy, including the value of incentives (formerly green certificates) and hedging as well as other minor components, for ERG was 111 EUR/MWh (139 EUR/MWh in the first nine months of 2022) due to the lower prices captured compared to the same period of 2022 characterised by strongly higher market prices.

Net unit revenue relating to photovoltaic plants amounted to 342 EUR/MWh (319 EUR/MWh in the first nine months of 2022 net of clawbacks) due to hedges carried out at higher prices than in the same period of 2022.

Adjusted EBITDA in Italy for the first nine months of 2023 amounted to EUR 214 million, down compared to the first nine months of 2022 (EUR 234 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation for the period decreased compared to the first nine months of 2022, mainly due to the impact of the extension of the useful life of wind assets (EUR 10 million) as a result of the Lifetime Extension programmes, the end of the useful life of certain wind farm and photovoltaic components (EUR 8 million) also as a result of Repowering projects, partially offset by the full contribution from the acquisitions made in Italy during the second half of 2022 (EUR 15 million).

Capital expenditure

Capital expenditure **in the first nine months of 2023 (EUR 137 million, of which EUR 43 million in the third quarter)** mainly refers to the start of construction activities for the Roccapalumba plant (47 MW) and Repowering activities (269 MW) on the Camporeale and Partinico-Monreale plants that came into operation in 2023 and the Mineo-Militello, Vizzini and Salemi-Castelvetrano plants that are still under construction, in addition to the usual maintenance activities aimed at further increasing plant efficiency. In Solar, the Revamping of the plants has begun, aimed at ensuring greater efficiency of the same.

ABROAD

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

ERG is one of the ten leading operators in the wind power sector in Europe with a significant and growing presence (1,426 MW operational), mainly in France (522 MW), Germany (327 MW), Poland (142 MW), UK & Nordics (311 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

In addition, ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 195 MW of installed capacity, of which 79 MW in France and 117 MW in Spain.

France

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating Results					
600	600	0	600	600	0
522	522	0	522	522	0
79	79	0	79	79	0
229	187	43	879	733	146
197	154	43	797	650	147
32	32	(0)	82	83	(1)
Load Factor %⁽²⁾					
17%	14%	3%	23%	20%	0
18%	18%	0%	16%	16%	0%
87	96	(9)	92	93	(1)
86	95	(10)	91	92	(1)
96	97	(1)	96	97	(2)

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

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

In the **third quarter of 2023, electricity output** in France amounted to 229 GWh, of which 197 GWh from wind power and 32 GWh from photovoltaic plants, up compared to the same period of 2022 (187 GWh) mainly due to better wind conditions recorded compared to the same period of 2022.

In the **first nine months of 2023, electricity out** in France amounted to 879 GWh, of which 797 GWh from wind power and 82 GWh from photovoltaic plants, an increase compared to the same period of 2022 (733 GWh) due to better wind conditions recorded compared to the same period of 2022 and the full contribution from the commissioning of a farm in the first half of 2022 (+23 GWh).

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating results					
20	18	3	81	68	13
17	15	3	73	60	13
3	3	(0)	8	8	(0)
8	7	1	49	37	12
6	5	1	43	32	11
2	2	0	5	5	0
(9)	(11)	3	(30)	(34)	5
(8)	(10)	3	(26)	(31)	5
(1)	(1)	(0)	(3)	(3)	0
(1)	(4)	4	19	3	16
(2)	(5)	3	17	1	16
1	1	0	2	2	0
6	0	6	18	9	8
6	0	6	18	9	8
0	0	0	0	0	0
40%	41%	-1%	60%	54%	6%
33%	34%	-1%	59%	53%	6%
80%	73%	7%	67%	63%	4%

(1) ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2023** (EUR 20 million) were up compared to the third quarter of 2022 (EUR 18 million) due to the higher volumes recorded.

Net unit revenue for wind in France, equal to 86 EUR/MWh, was down compared to the same period in 2022 (95 EUR/MWh) as a result of the application of clawback measures that did not capture market prices, while unit net revenue from photovoltaic plants totalled 96 EUR/MWh, broadly in line with the third quarter of 2022 (97 EUR/MWh) due to the different output mix with different tariffs.

Adjusted EBITDA in France for the **third quarter of 2023** amounted to EUR 8 million, a slight increase compared to the third quarter of 2022 (EUR 7 million), for the same reasons linked to revenue.

Revenue recorded in the **first nine months of 2023** (EUR 81 million) were up compared to the same period of 2022 (EUR 68 million) due to both the higher output recorded in wind power and the scope effect following the commissioning of a new wind farm.

Net unit revenue for wind in France, equal to 91 EUR/MWh, was slightly lower than in the same period of 2022 (92 EUR/MWh) mainly due to the application of margin clawback measures in the market, while net revenue per unit from photovoltaic plants totalled 96 EUR/MWh, down slightly compared with the 97 EUR/MWh in the same period of 2022 primarily due to a different output mix with different tariffs.

Adjusted EBITDA in France for the first nine months of 2023 amounted to EUR 49 million, up compared to the first nine months of 2022 (EUR 37 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation for the first nine months of 2023 (EUR 30 million) decreased compared to the same period of 2022 (EUR 34 million) due to the impact of the extension of the useful life of wind assets as a result of the Lifetime Extension programmes.

Capital expenditure

Capital expenditure in the **first nine months of 2023 (EUR 18 million)**, of which **EUR 6 million** in the third quarter) mainly refers to the development and construction activities for new wind farms (50 MW) expected to be commissioned between the end of 2024 and early 2025.

Germany - Wind

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating Results					
327	327	0	327	327	-
107	82	25	412	403	9
15%	11%	3%		19%	0%
137	179	(42)	148	150	(2)

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

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

In the **third quarter of 2023, electricity output** in Germany amounted to 107 GWh, up compared to the same period in 2022 (82 GWh) due to the higher wind speeds during the period.

In the **first nine months of 2023, electricity output** in Germany amounted to 412 GWh, up compared to the same period of 2022 (403 GWh) due to the better wind speeds recorded in the period compared to the same period of 2022.

3 rd Quarter			9 months			
2023	2022	Δ	(EUR million)	2023	2022	Δ
Operating Results						
15	15	(0)	Adjusted revenue	62	61	1
9	9	(0)	Adjusted EBITDA	45	43	1
(4)	(7)	2	Amortisation, depreciation and impairment losses	(15)	(20)	5
5	3	2	Adjusted EBIT	30	23	6
0	0	(0)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	0	1	(0)
60%	61%	-1%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	73%	71%	1%

(1) ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2023** was in line with the same period of 2022, due to higher output in the period and the hedging policies adopted, which made it possible to offset the reduction in prices for the sale of energy on the market.

Net unit revenue from wind power in Germany, equal to 137 EUR/MWh, was down compared to the third quarter of 2022 (179 EUR/MWh), due to the lower prices recorded on the market only partially offset by hedging policies.

Adjusted EBITDA in Germany for the **third quarter of 2023** amounted to EUR 9 million, in line with the third quarter of 2022 (EUR 9 million), for the same reasons linked to revenue.

Revenue recorded in the **first nine months of 2023** (EUR 62 million) was up slightly, mainly due to the higher wind speeds recorded.

Net unit revenue from wind power in Germany, equal to 148 EUR/MWh, is substantially in line with the first nine months of 2022 (150 EUR/MWh), thanks to the hedging policies adopted, which make it possible to capture high prices that offset the reduction in prices for the sale of energy on the market.

Adjusted EBITDA in Germany for the **first nine months of 2023** amounted to EUR 45 million, a slight increase compared to the first nine months of 2022 (EUR 43 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation for the period decreased compared to the first nine months of 2022 (EUR 5 million) due to the impact of the extension of the useful life of wind assets as a result of the Lifetime Extension programmes.

UK & Nordics - Wind

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating Results					
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) capacity of plants in operation at the end of the period.

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

In the **third quarter of 2023, electricity output** in the UK and Sweden amounted to 109 GWh, an increase compared to the third quarter of 2022 (30 GWh) due to the contribution of the wind farms developed internally and that entered into operation in late 2022 and early 2023.

In Sweden, testing and commissioning activities continue on the Furuby farm in order to resolve some technical issues encountered in the start-up phase.

In the **first nine months of 2023, electricity output** in the UK and Sweden amounted to 326 GWh, a sharp increase compared to the first nine months of 2022 (145 GWh) and refers to the contribution from wind power plants developed internally and commissioned between the end of 2022 and the beginning of 2023 (241 MW). For a better understanding of the Load Factor trend, it should be noted that during the early months of the year all of the aforementioned new wind farms were in a commissioning or production ramp-up phase, in a period characterised by winds significantly lower than historical averages.

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating Results					
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) ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2023** amounted to EUR 14 million, a sharp increase compared to the same period of 2022 (EUR 2 million) due to the full contribution of wind assets built internally in Scotland.

Net unit revenue in the third quarter of 2023, equal to 120 EUR/MWh, were up compared to the third quarter of 2022 (66 EUR/MWh), due to the higher PPA prices of the farms in Scotland compared to the PPAs of the farms in Northern Ireland as well as participation in the balancing services market whereby willingness to reduce plant output is remunerated.

Adjusted EBITDA in the UK & Nordics segment in the **third quarter of 2023** amounted to EUR 10 million, up significantly compared to the third quarter of 2022 for the same reasons linked to revenue.

Revenue recorded in the **first nine months of 2023** amounted to EUR 33 million (EUR 23 million in 2022), up sharply compared to the same period of 2022 due to the contribution from new assets, partly offset by the effect of sales prices in 2023 through PPAs at fixed prices, while it should be noted that the first half of 2022 had benefited from market prices that were significantly higher than the current ones. It should be noted that the farms in Scotland participate in the balancing services market whereby willingness to reduce plant output is remunerated.

Adjusted EBITDA in the UK & Nordics segment for the **first nine months of 2023** amounted to EUR 20 million, up compared to the first nine months of 2022 (EUR 17 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation for the first nine months and the third quarter of 2023 increased due to the contribution of the aforementioned wind farms in Scotland..

Capital expenditure

Capital expenditure in the UK & Nordics segment in the **first nine months of 2023 (EUR 30 million**, of which **EUR 8 million** in the **third quarter of 2023)** refers to the completion of the construction activities of the wind farms in Scotland for approximately 179 MW and in Sweden for 62 MW and the start of construction activities for a new farm in Northern Ireland.

Spagna - Solare

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	Δ	2023	2022	Δ
Operating Results					
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) capacity of plants in operation at the end of the period.

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

In the **third quarter of 2023, electricity output** in Spain amounted to 66 GWh, up compared to the same period of 2022 (58 GWh) due to the contribution of the scope effect referring to the Fregenal de la Sierra photovoltaic plant (25 MW), which entered into operation in July.

In the **first nine months of 2023, electricity output** in Spain amounted to 156 GWh, up compared to the same period of 2022 (145 GWh) due to the contribution deriving from the new photovoltaic farm that came into operation and the better irradiation recorded in the period.

3 rd Quarter				9 months		
2023	2022	Δ	(EUR million)	2023	2022	Δ
Operating Results						
9	6	3	Adjusted revenue	21	19	2
8	6	2	Adjusted EBITDA	17	16	1
(1)	(1)	(0)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(3)	(3)	0
7	5	2	Adjusted EBIT	14	13	1
7	-	7	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	189	96	93
86%	87%	-1%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	81%	87%	-5%

(1) ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2023** amounted to EUR 9 million, up compared to the third quarter of 2022 (EUR 6 million) due to the contribution deriving from the entry into operation of the Fregenal de la Sierra plant and the higher prices captured thanks to the hedges carried out in line with the Group's risk policy.

Adjusted EBITDA in Spain in the **third quarter of 2023** amounted to EUR 8 million, up compared to the result for the third quarter of 2022 (EUR 6 million) for the same reasons linked to revenue.

Revenue recorded in the **first nine months of 2023** amounted to EUR 21 million, up compared to the first nine months of 2022 (EUR 19 million) due to the contribution of the scope effect deriving from the entry into operation of the Fregenal de la Sierra plant, higher production and the better prices captured as a result of hedging in line with the Group's risk policy.

Adjusted EBITDA in Spain for the **first nine months of 2023** amounted to EUR 17 million, up compared to the first nine months of 2022 (EUR 16 million), for the same reasons linked to revenue.

Capital expenditure

Capital expenditure in the **first nine months of 2023 (EUR 189 million)**, of which **EUR 7 million** in the third quarter 2023) refers to the recent acquisitions of photovoltaic plants in June 2023, of which 149 MW under construction with COD expected in the fourth quarter and 25 MW started during the third quarter.

East Europe - Wind

3 rd Quarter			9 months			
2023	2022	Δ		2023	2022	Δ
Operating Results						
266	231	36	Installed capacity (MW) ⁽¹⁾	266	231	36
130	120	10	Output (GWh)	506	454	52
22%	26%	-4%	Load factor % ⁽²⁾	29%	34%	-5%
72	168	(96)	Net unit revenue (EUR/MWh)	93	153	(60)

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

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

In the **third quarter of 2023, electricity output** in East Europe amounted to 130 GWh, up from the same period in 2022 (120 GWh), mainly due to the contribution of a wind farm developed internally in Poland and entered into operation at the end of 2022 (36 MW).

In the **first nine months of 2023, electricity output** in East Europe amounted to 506 GWh, up from the same period in 2022 (454 GWh) due to the contribution of the wind farms that came into operation in Poland during 2022 (61 MW), partly offset by the poor wind conditions experienced.

3 rd Quarter			9 months			
2023	2022	Δ	(EUR million)	2023	2022	Δ
Operating Results						
12	25	(14)	Adjusted revenue	52	81	(29)
7	17	(10)	Adjusted EBITDA	37	60	(23)
(4)	(4)	(0)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(13)	(11)	(2)
2	13	(11)	Adjusted EBIT	24	49	(25)
0	5	(4)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	1	17	(17)
58%	76%	-18%	EBITDA Margin % ⁽¹⁾	71%	78%	-7%

(1) ratio of adjusted EBITDA to revenue from sales and services.

Revenue recorded in the **third quarter of 2023** (EUR 12 million) were down significantly compared to the same period of 2022 (EUR 25 million), due to a particularly depressed price scenario compared to the third quarter of 2022, which benefited from particularly high prices, and from the lower output in the period, partly offset by the scope effect deriving from the contribution of the wind farm that came into operation in Poland at the end of 2022 (36 MW).

Average net unit revenue in East Europe amounted to 72 EUR/MWh, down sharply compared to the third quarter of 2022 (168 EUR/MWh net of clawback measures), due to lower market prices compared to the particularly high prices recorded in 2022.

Adjusted EBITDA in East Europe for the **third quarter of 2023** amounted to EUR 7 million, a significant decrease compared to the third quarter of 2022 (EUR 17 million), for the same reasons linked to revenue.

Revenue recorded **in the first nine months of 2023** were down significantly compared to the same period of 2022, mainly due to the reduction in energy prices, only partly offset by the scope effect deriving from the full contribution of the wind farms that entered into operation in Poland during 2022 (61 MW).

Average unit net revenue in East Europe amounted to 93 EUR/MWh, down sharply from the third quarter 2022 (153 EUR/MWh net of clawback measures), due to lower market prices.

It should be noted that the measures introduced by the Romanian government to combat high energy prices (windfall taxes) require the Group's plants to sell through PPAs at 450 lei/MWh (approximately 90 EUR/MWh).

Adjusted EBITDA in East Europe for the **first nine months of 2023** amounted to EUR 37 million, a significant decrease compared to the first nine months of 2022 (EUR 60 million), for the same reasons linked to revenue.

Depreciation and amortisation in the first nine months of 2023 increased slightly due to the contribution of the new wind farms that came into operation in Poland in the first few months of 2023 (61 MW).

SIGNIFICANT EVENTS DURING THE QUARTER

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
Press Release of 7/07/2023	Italy	Corporate	Science Based Target initiative has certified ERG's "Net Zero" objectives. ERG is committed to achieving Net Zero by 2040 through a number of actions both in the short term to 2027 (near-term target) and in the long term to 2040 (long-term target).
Press Release of 18/07/2023	Italy	Corporate	The renewal of the programme for the issue of non-convertible medium/long-term bonds (EMTN Programme) is completed.
Press release of 29/09/2023	Italy	Wind	ERG completed the repowering of its wind farm in Camporeale, Palermo, and started the energisation of the 12 latest-generation 4.2 MW turbines for a total installed capacity of 50.4 MW (compared to the previous 24 wind turbines of 0.85 MW for a total capacity of 20.4 MW) and an estimated annual output of approximately 86 GWh (compared to the previous 31 GWh).

SIGNIFICANT EVENTS AFTER THE QUARTER

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
Press Release of 17/10/2023	Italy	Thermo	Closing finalised with Achernar Energy S.p.A. (a subsidiary of Achernar Assets AG), as announced on 29 June 2023, for the sale of the entire share capital of ERG Power S.r.l., the company that owns and operates the low-environmental-impact and high-efficiency Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) cogeneration power plant, fuelled by natural gas, in Priolo Gargallo (Syracuse).
Press Release of 25/10/2023	Italy	Wind	ERG has launched the first Repowering in Italy of its Partinico Monreale wind farm. The event involved institutions, industry professionals, financial analysts, shareholders and top management of the Group.

TREASURY SHARE PURCHASE PROGRAMME

On 12 October 2023, the Board of Directors of ERG S.p.A. resolved to start the treasury share purchase programme, in compliance with the resolution passed by the Shareholders' Meeting on 26 April 2023.

The maximum quantity of Shares that can be purchased is 3,758,000 (equal to 2.5% of the share capital), with a maximum outlay of EUR 100,000,000, without prejudice to any other limitation possibly deriving from legislative or regulatory provisions.

In the period from 16 October 2023 to 10 November 2023, ERG S.p.A. purchased on Euronext Milan market 781,548 ordinary shares (equal to 0.5199% of the share capital of ERG S.p.A.) at a weighted average price of EUR 23.2463, for a total value of EUR 18,168,110.71. At 10 November 2023, considering the shares already in the portfolio, ERG S.p.A. holds 1,563,628 treasury shares, equal to 1.0402% of the relative share capital.

Information on the purchase of treasury shares is updated weekly on the Company's website (www.erg.eu) in the "Media/Press Releases" section.

BUSINESS OUTLOOK

The context in which the Group operates is characterised by extreme volatility and uncertainty. Prices for commodities and electricity are extremely volatile and have fallen sharply in 2023 compared to the high prices of 2022. The regulatory context is constantly evolving and uncertain, particularly as a result of the many and uncoordinated emergency measures that have been taken in recent months, both at the level of individual countries and at European level. In addition, there are demands for a medium-term review of the European electricity market, with more room for long-term energy contracts. It should be noted that ERG, in line with the best practices in the sector and its consolidated risk policy, has in recent years made forward sales, mainly through long-term supply contracts at fixed prices (so-called PPAs) and forward contracts also through derivative financial instruments. These hedges, carried out with a portfolio approach by the Group's Energy Management through ERG Power Generation S.p.A., are allocated from a management standpoint to the various project companies, which own the Production Units (PUs). The hedge allocation criterion follows a cascade mechanism which, with the idea of mitigating the associated risks, has the following order of priority:

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

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

The expected evolution of the main performance indicators in 2023 compared to 2022 is shown below, net of the best estimate of the impacts deriving from the emergency measures (so-called clawback measures) envisaged in the various countries also on the basis of European regulations. It should be noted that the comparison with the previous year is also net of the aforementioned measures.

Italy

The **Wind EBITDA is expected to decrease** compared to 2022 due to lower sales prices which, in addition to the lower price scenario, will also be affected in the fourth quarter of the year by the elimination of the GRIN incentive in 2023, following the high PUN values recorded in 2022 (EUR 43 per MWh in 2022). These results will be partly offset by the full contribution resulting from the assets consolidated from 1 August 2022 (172 MW), the gradual entry into operation

during 2023 of two plants subject to Repowering for a total of 56 MW of new additional capacity (92 MW gross of the decommissioning of old plants) and a newly built wind farm (47 MW).

EBITDA for Solar is expected to increase mainly due to the full contribution resulting from the acquisition of 34 MW in July 2022.

Wind & Solar Italy gross operating profit (EBITDA) is expected to decrease slightly in 2023 compared to 2022.

Abroad

Wind EBITDA is expected to be substantially in line with 2022 thanks to the full contribution of the wind farms that entered into operation gradually during 2022 in the UK (86 MW), Sweden (62 MW), Poland (61 MW) and France (20 MW), in addition to the start-up of the wind farm in Scotland (92 MW) at the beginning of 2023 as well as the increased wind speeds recorded in the first nine months in France and Germany. This higher result is largely offset by the lower sale price compared to that recorded in 2022 in some geography segments, also due to the clawback measures in force from 1 December 2022.

Solar EBITDA is expected to increase compared to 2022 mainly due to the contribution deriving from the wind farm acquired in Spain in the second quarter of 2023 (25 MW), and the contribution in the last period of the year of the Garnacha farm currently in the commissioning phase (149 MW). EBITDA for **Wind & Solar abroad is therefore expected to increase** compared to 2022.

2023 Guidance

For the 2023 financial year at Group level, EBITDA is estimated to be in the range of EUR 490 million to EUR 520 million, up from the previous range of EUR 480 million to EUR 520 million due to the increased wind speeds in recent weeks, and broadly in line with the 2022 result net of the impact of the clawback measures (EUR 502 million, net of EUR 35 million in clawback measures).

Capital expenditure is in the range of EUR 500-600 million (EUR 946 million in 2022), in line with the previous range, and includes the completion of the farms that entered into operation between the end of 2022 and during 2023, ongoing construction activities and expected disbursements for the recent acquisitions of solar farms in Spain. Net financial indebtedness at the end of 2023 is expected to be in the range of EUR 1,400 to EUR 1,500 million (EUR 1,434 million at the end of 2022) in line with the previous range, while taking into account the indebtedness impact of the recently launched buyback programme.

As regards the thermoelectric business, on 17 October 2023 the Group finalised the closing for the sale of the assets. For this reason, the relative results are not included in the continuing operations commented on above, and will be classified in the financial statements under discontinued operations.

BUSINESS DESCRIPTION

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

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

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

In 2021, the Group embarked on a major Asset Rotation with the aim of completing its transformation to a pure "Wind&Solar" business model.

On 3 January 2022, ERG finalised the sale of the hydroelectric assets to Enel Produzione, while on 17 October 2023, the sale of the thermoelectric business was completed, pursuing the strategic objective of the 2022-2026 Business Plan of focusing on the core business of the production of electricity entirely from renewable sources.

Following the completion of these important operations, the Group, whose industrial strategy integrates the ESG (Environmental, Social and Governance) plan, in line with the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs), will become a 100% Renewable operator.

ERG is therefore a leading player in the decarbonisation process underway at a global level, committed to achieving a fair and inclusive energy transition.

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

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

ERG Power Generation S.p.A., with generation facilities of 3,117 MW of installed renewable capacity (2,747 MW wind, 370 MW solar), operates directly or through its subsidiaries, in the following Geographical Segments:

Italy

In Italy, ERG has a total installed capacity of 1,496 MW in the sector of electricity generation from wind and solar sources.

Specifically, ERG is the leading operator in the wind power sector in Italy with 1,321 MW of installed capacity, and a leading operator in solar power generation with 175 MW of installed capacity.

Abroad

Outside Italy, ERG has a total installed capacity of 1,621 MW.

In wind power, ERG is one of the leading operators in Europe with a significant and growing presence (1,426 MW operational), particularly in France (522 MW), Germany

(327 MW), the UK (249 MW), Poland (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) and Sweden (62 MW).

In addition, ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 195 MW of installed capacity, of which 79 MW in France and 117 MW in Spain.

CORPORATE BODIES

BOARD OF DIRECTORS¹⁰

Chairman
EDOARDO GARRONE (*executive*)

Deputy Chairman
ALESSANDRO GARRONE (*executive*¹¹)
GIOVANNI MONDINI (*non-executive*)

Chief Executive Officer
PAOLO LUIGI MERLI

Directors
LUCA BETTONTE (*non-executive*)
EMANUELA BONADIMAN (*independent*¹²)
ELENA GRIFONI WINTERS (*independent*⁸)
FEDERICA LOLLI (*independent*⁸)
ELISABETTA OLIVERI (*independent*⁸)
MARIO PATERLINI (*independent*⁸)
RENATO PIZZOLLA (*non-executive*¹³)

BOARD OF STATUTORY AUDITORS¹⁴

Chairman
MONICA MANNINO¹⁵

Standing Auditors
GIULIA DE MARTINO
FABRIZIO CAVALLI

MANAGER IN CHARGE OF FINANCIAL REPORTING (ITALIAN LAW NO. 262/05)
MICHELE PEDEMONTE¹⁶

INDEPENDENT AUDITORS
KPMG S.P.A.¹⁷

¹⁰ Board of Directors appointed on 26 April 2021.

¹¹ Director in charge of the Internal Control and Risk Management System.

¹² With reference to the provisions of Article 148, paragraph 3, of the Italian Consolidated Finance Act and the matters contained in the current Corporate Governance Code recommended by Borsa Italiana S.p.A.

¹³ Confirmed on 26 April 2023 and expiring together with the other members of the Board of Directors and therefore on the date of the Shareholders' Meeting called to approve the Financial Statements at 31 December 2023.

¹⁴ Board of Statutory Auditors appointed on 26 April 2022.

¹⁵ Appointed on 26 April 2023, in the office of Standing Auditor and Chairman of the Board of Statutory Auditors of ERG S.p.A. and expiring, together with the other members of the Board of Statutory Auditors, on the date of the Shareholders' Meeting called to approve the Financial Statements at 31 December 2024.

¹⁶ Appointed on 26 April 2021 at the same time as appointment to the office of Group CFO.

¹⁷ Appointed on 23 April 2018 for the period 2018 – 2026.

FINANCIAL STATEMENTS AND OTHER INFORMATION

ADJUSTED INCOME STATEMENT

This section contains the adjusted operating results, presented to exclude the impacts relating to the adoption of IFRS 9 and of special items, and with the reclassification for IFRS 16.

It should be noted that, as indicated in the paragraph "Basis for preparation", the 2023 and 2022 figures were presented in accordance with IFRS 5 with reference to the process for the sale of the thermoelectric business¹⁸, therefore reclassifying to the line "Profit (loss) from discontinued operations" for 2023 the result of the first nine months of the subsidiary ERG Power S.r.l.

As already indicated in the introduction, the 2022 comparative results are restated net of clawback measures and windfall taxes.

Lastly, it should be noted that the two newly-acquired Spanish companies, owners of photovoltaic plants, have been consolidated on an equity basis since 30 June 2023, while the Fregenal de la Sierra photovoltaic plant has contributed to the financial results since the end of July 2023.

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

3 rd Quarter			(EUR million)	9 months			
2023	2022	Δ	INCOME STATEMENT	2023	2022	Δ	
151	173	(21)	Revenue	1	521	542	(21)
5	3	2	Other income	2	17	9	8
156	176	(19)	TOTAL REVENUE	539	551	(12)	
(4)	(9)	5	Purchases and change in inventories	3	(9)	(14)	4
(38)	(38)	(0)	Services and other operating costs	4	(126)	(112)	(14)
(13)	(11)	(2)	Personnel expense		(38)	(35)	(3)
102	118	(16)	EBITDA	365	390	(25)	
(52)	(59)	6	Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	5	(161)	(166)	5
50	60	(10)	EBIT	204	224	(20)	
(1)	(6)	5	Net financial income (expense)	6	(6)	(18)	12
0	0	(0)	Net gains (losses) on equity investments		0	0	(0)
48	54	(5)	PROFIT (LOSS) BEFORE TAXES	198	206	(8)	
(13)	(16)	3	Income taxes	7	(47)	(86)	39
35	38	(2)	PROFIT (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS	151	120	31	
(1)	(3)	2	Non-controlling interests		(2)	(4)	2
35	35	(1)	PROFIT (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS ATTRIBUTABLE TO THE OWNERS OF THE PARENT	149	115	34	
2	16	(14)	Profit (loss) from discontinued operations	8	(5)	17	(22)
37	51	(14)	PROFIT ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT	144	132	12	

¹⁸ The sale of the entire share capital of ERG Power S.r.l., owner of the CCGT plant, was completed on 17 October.

1 - Revenue

Revenue from sales consists mainly of:

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

Adjusted revenue in the **third quarter of 2023** was EUR 151 million, down from EUR 173 million in the third quarter of 2022 (EUR 521 million in the first nine months of 2023 versus EUR 542 million in 2022) mainly due to lower market prices captured in all countries, as well as the elimination of the wind incentive value in Italy (equal to EUR 43 per MWh in 2022), only partially offset by the full contribution from the commissioning of the wind farms developed internally and gradually put into operation during the fourth quarter of 2022 and in 2023.

It should be noted that revenue include the effects related to the **regulatory measures to curb energy price rises (clawback measures and windfall taxes)**, which resulted in refunds in the third quarter of 2023 of EUR 2 million (EUR 15 million in the third quarter of 2022) and of EUR 9 million in the first nine months of 2023 (EUR 21 million in the first nine months of 2022).

2 - Other income

This mainly includes insurance reimbursements, indemnities and expense recoveries. The item includes contractual indemnities received from suppliers for EUR 4 million as well as the partial release of provisions for risks (EUR 6 million), as the prerequisites for recognition no longer exist.

In the comparative period, the item also included the partial release of the provision for fiscal risks relating to local taxes (EUR 6 million) in consideration of various favourable rulings issued in some legal disputes.

3 - Purchases and changes in inventories

The item includes costs for purchases of raw materials and spare parts.

4 - Services and other operating costs

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

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

The adjusted values in the first nine months of 2023 do not include the ancillary costs relating to non-recurring transactions equal to EUR 3 million (EUR 2 million in the third quarter of 2023).

Lease payment charges (lease costs for IFRS 16 purposes) for EUR 10 million (EUR 3 million in the third quarter of 2023) are classified under this item of the reclassified income statement. For a more detailed explanation of this classification, please refer to the "IFRS 16" paragraph, available under "Definitions" in the "Alternative Performance Indicators" section.

5 - Amortisation, depreciation and impairment

Amortisation/depreciation refer to wind and photovoltaic plants. The decrease in the period was mainly due to the extension of the useful life of wind farm assets in Italy and abroad for EUR 19 million in the first nine months of 2023 (EUR 8 million in the third quarter of 2023) as a result of the Lifetime Extension programmes and the end of the useful life of certain wind farm and photovoltaic components (EUR 8 million in the first nine months of 2023, EUR 2 million euro in the third quarter of 2023) also as a result of the start of Repowering investments, partly offset by the full contribution of new assets (EUR 23 million in the first nine months of 2023, EUR 4 million in the third quarter of 2023).

It should be noted that the values for the first nine months of 2023 do not include depreciation and amortisation related to the application of IFRS 16 amounting to EUR 5 million in the first nine months of 2023 (EUR 1 million in the third quarter), as already commented in item 4.

6 - Net financial income (expense)

Adjusted net financial expense in the third quarter of 2023 amounted to EUR 1 million, down significantly compared to the third quarter of 2022 (EUR 6 million), mainly as a result of the improved remuneration of Group liquidity resulting from the trend in interest rates.

Adjusted net financial expense for the first nine months of 2023 amounted to EUR 6 million, down from the first nine months of 2022 (EUR 18 million), due to the full effect of the liability management transactions carried out during the previous quarters and as a result of the improved remuneration of Group liquidity deriving from the trend in interest rates. The average cost of medium/long-term debt in the first nine months of 2023 stood at 1.5%, compared to 1.3% in the first nine months of 2022. The return on liquidity is greater than that of the first nine months of 2022 due to the significant improvement in interest rates in the reference period. The item includes also the effects of the derivatives hedging against the risk of fluctuations in interest rates.

Lastly, it is specified that in the first nine months of 2023 the values do not include the following components of an exceptional nature (special items) linked to liability management operations:

- financial expense (EUR 4 million) relating to the reimbursement of Project Financing by the company ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. and Project Financing by the company EW Ornetta 2 sp. Z o.o.;
- financial expense (EUR 1 million), tied to the reversal effect relating to refinancing operations carried out in previous years in application of IFRS 9;
- financial expense related to the debt recognised in application of the equity method introduced by IFRS 16 amounting to EUR 5 million (EUR 2 million in the third quarter of 2023), as already commented in item 4.

7 - Income taxes

Adjusted income taxes for the third quarter of 2023 amounted to EUR 13 million, down compared to EUR 16 million in the third quarter of 2022, which included the effect of windfall taxes of approximately EUR 1.3 million. The adjusted tax rate for the third quarter of 2023 was 27% (30% in the third quarter of 2022).

Adjusted income taxes for the first nine months of 2023 amounted to EUR 47 million, a significant decrease compared to EUR 86 million in the first nine months of 2022, which included the impact deriving from Article 37 of the Italian Decree Law of 21 March 2022 equal to EUR 37 million (so-called Surplus profits contribution).

The adjusted tax rate for the first nine months of 2023 was 24% (42% in the first nine months of 2022).

8 - Profit (loss) from discontinued operations

Adjusted profit (loss) from discontinued operations in the first nine months of 2023 includes the result of the company ERG Power S.r.l.¹⁹, in the process of being sold at 30 September 2023, amounting to EUR -5 million in the first nine months of 2023 (EUR 2 million in the third quarter of 2023). This amount includes amortisation and depreciation for the period of EUR 14 million (net tax) and does not include the overall impact of the effects linked to the sale of the asset (totalling EUR 43 million), considered special items.

¹⁹ The sale of the entire share capital of ERG Power S.r.l., owner of the CCGT plant, was completed on 17 October.

ADJUSTED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

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

Shown below are the values at 30 September 2023, which do not include the impact deriving from the application of IFRS 16 of increased net financial indebtedness of approximately EUR 173 million with a balancing entry in net invested capital amounting to approximately EUR 166 million.

It should be noted that, in application of IFRS 5, the equity contribution of the thermoelectric business is reclassified to the item Net invested capital of assets held for sale.

ADJUSTED RECLASSIFIED STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

30/09/2022	(EUR million)		30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
3,493	Non-current assets	1	3,805	3,800	3,540
113	Net operating working capital	2	61	78	97
(4)	Employee benefits		(4)	(4)	(4)
330	Other assets	3	286	305	381
(792)	Other liabilities	4	(612)	(673)	(657)
3,140	Net invested capital of continuing operations		3,536	3,506	3,357
239	Net invested capital of assets held for sale		130	133	235
3,379	Net invested capital		3,666	3,638	3,592
1,818	Equity attributable to the owners of the parent		2,126	2,074	2,050
13	Non-controlling interests	5	9	8	9
1,542	Net financial indebtedness of continuing operations	6	1,406	1,516	1,434
6	Net financial indebtedness of discontinued operations	6	126	41	98
3,379	Equity and financial indebtedness		3,666	3,638	3,592

1 - Non-current assets

(EUR million)	Intangible assets	Property, plant and equipment	Financial assets	Total
Non-current assets at 31/12/2022	1,380	2,120	40	3,540
Capital expenditure	3	190	-	193
Change in the consolidation scope	83	125	16	224
Divestments and other changes	0	10	(1)	10
Amortisation and depreciation	(50)	(112)	-	(161)
Non-current assets at 30/09/2023	1,416	2,333	56	3,805

The item **Capital expenditure** refers to the construction activities in Italy for 47 MW of Greenfield and the Repowering of Italian wind farms for approximately 269 MW of new wind capacity, as well as the completion of the construction of the wind farms that entered into operation between the end of 2022 and the beginning of 2023 in the UK for approximately 179 MW, Poland for 61 MW and Sweden for 62 MW. Construction has also started on two Greenfield farms in France for 50 MW and one in Northern Ireland for 47 MW.

The line **Changes in the consolidation scope** refers to the impact of the recent acquisitions in Spain of two photovoltaic plants.

The line **Divestments and other changes** comprises disposals of non-current assets, the use of main component spare parts and reclassifications.

2 - Net operating working capital

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

3 - Other assets

These mainly comprise deferred tax assets, receivables from Tax Authorities for tax advances and advance payments made against current provision of services

4 - Other liabilities

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

5 - Non-controlling interests

Non-controlling interests relate to the non-controlling interest (78.5%) in Andromeda PV S.r.l..

6 - Net financial indebtedness

It should be noted that the adjusted indebtedness does not include the financial debt linked to the application of IFRS 16 of approximately EUR 173 million (EUR 157 million at 31 December 2022), the increase of which is attributable to the change in the scope of consolidation following the acquisitions of photovoltaic farms in Spain finalised during the first nine months of 2023.

SUMMARY OF THE GROUP'S INDEBTEDNESS

30/09/2022	(EUR million)	30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
1,764	Non-current financial indebtedness	2,039	2,022	1,723
(222)	Current financial indebtedness (cash and cash equivalents)	(633)	(507)	(289)
1,542	Total indebtedness of continuing operations	1,406	1,516	1,434
6	Total indebtedness of discontinued operations	126	41	98
1,548	TOTAL	1,532	1,556	1,533

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

NON-CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS

30/09/2022	(EUR million)	30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
-	Non-current loans and borrowings	329	329	-
1,606	Non-current financial liabilities	1,591	1,593	1,595
1,606	Total	1,920	1,922	1,595
254	Total Project Financing	180	188	212
(69)	Current portion of Project Financing	(18)	(20)	(55)
185	Non-current Project Financing	162	168	156
(27)	Non-current financial assets	(43)	(68)	(28)
1,764	Total non-current financial indebtedness of continuing operations	2,039	2,022	1,723
1,764	TOTAL	2,039	2,022	1,723

Non-current loans and borrowings at 30 September 2023 amounted to EUR 329 million and refer to three Sustainable bilateral linked loans with Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (EUR 130 million), Caixa Bank (EUR 100 million) and Cassa Depositi e Prestiti (EUR 100 million), respectively, subscribed during the first half of 2023.

The loans shown above are recognised net of medium/long-term ancillary costs recognised using the amortised cost method (EUR 1 million).

Non-current financial liabilities, amounting to EUR 1,591 million, refer mainly to the liability deriving from placement of three bond loans amounting to EUR 500 million (with a 6-year duration at a fixed rate), EUR 600 million (with a 7-year duration at a fixed rate) and EUR 500 million (with a 10-year duration at a fixed rate) respectively, issued as part of the Euro Medium Term Notes (EMTN) Programme.

Liabilities are recognised net of medium/long-term accessory costs recognised for accounting purposes using the amortised cost method (EUR 7 million).

The liabilities for **Project Financing** totalling EUR 180 million at 30 September 2023 relate to:

- EUR 79 million in loans relating to the company Andromeda S.r.l., owner of a photovoltaic plant in Central Italy;
- EUR 18 million in loans issued for the construction of a wind farm in Germany;
- EUR 83 million in loans relating to the acquisition of the Garnacha photovoltaic farm in Spain, which took place in June 2023.

Non-current financial assets of EUR 43 million refer to the long-term portion of assets arising from the fair value measurement of interest rate hedging derivatives.

The breakdown of **current net financial indebtedness** is shown below:

CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS (CASH AND CASH EQUIVALENTS)

30/09/2022	(EUR million)	30/09/2023	30/06/2023	31/12/2022
401	Current bank loans and borrowings	0	47	296
46	Other current financial liabilities	37	45	38
447	Current financial liabilities	37	93	334
(341)	Cash and cash equivalents ⁽¹⁾	(474)	(459)	(424)
(337)	Securities and other current financial assets	(202)	(134)	(187)
(678)	Current financial assets	(676)	(594)	(611)
84	Current Project Financing	18	20	55
(75)	Cash and cash equivalents	(12)	(25)	(68)
9	Project Financing	6	(6)	(12)
(222)	Total current financial indebtedness of continuing operations	(633)	(507)	(289)
6	Total current financial indebtedness of discontinued operations	126	41	98
(216)	TOTAL	(507)	(466)	(191)

(1) It includes the impact of the application of IFRS 5 in relation to the cash and cash equivalents of the thermoelectric business.

Other current financial liabilities mainly include:

- liabilities relating to deferred components of considerations for the purchase of assets and authorisations (EUR 31 million);
- accrued interest expense on Bonds and Corporate Loans (EUR 8 million), as well as the short-term portion of ancillary charges recognised using the amortised cost method (EUR -2 million).

Securities and other current financial assets include short-term cash investments of EUR 158 million, deposits as collateral for futures derivatives transactions of around EUR 2 million, the short-term portion of assets arising from the fair value measurement of interest rate hedging derivatives of EUR 30 million and financial assets on non-hedging physical derivatives in the amount of EUR 14 million.

Cash flows

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

3 rd Quarter			9 months	
2023	2022	(EUR million)	2023	2022
102	118	Adjusted EBITDA	365	390
(51)	(33)	Change in net working capital	10	6
51	85	Cash flows from operations	376	397
(63)	(91)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	(193)	(213)
(2)	(514)	Asset acquisitions and business combinations	(184)	(610)
-	-	Collection from the sale of ERG Hydro	-	1,265
0	(4)	Capital expenditure on non-current financial assets	1	(4)
(1)	(2)	Divestments and other changes	(2)	(8)
(66)	(611)	Cash flows from investments/divestments	(377)	429
(1)	(6)	Financial income (expense)	(6)	(18)
-	-	Financial expense for closing loans	(4)	(3)
0	0	Net gains (losses) on equity investments	0	0
88	75	Collection distribution reserves ERG Power ⁽¹⁾	88	75
87	69	Cash flows from financing activities	78	54
(5)	(2)	Cash flows from tax management	(14)	(49)
-	-	Distribution of dividends	(152)	(136)
43	(66)	Other changes in equity	117	(113)
43	(66)	Cash flows from Equity	(36)	(249)
-	-	Change in the consolidation scope	-	(69)
(85)	(14)	Cash Flow Thermo	(27)	(11)
1,556	1,009	Opening net financial indebtedness of "Continuing operations"	1,533	2,051
(24)	539	Net change	(1)	(503)
1,532	1,548	Total adjusted indebtedness	1,532	1,548
(126)	(6)	(+ NFP Thermo)	(126)	(6)
1,406	1,542	Adjusted indebtedness of "Continuing operations"	1,406	1,542

(1) Asset held for sale at 30 September 2023. On 17 October 2023, the closing was finalised for the sale of the entire capital of ERG Power S.r.l., owner of the Priolo Gargallo thermoelectric plant.

Cash flow from operations in the first nine months of 2023 was positive at EUR 376 million, in line with the corresponding period of 2022 (EUR 397 million), mainly due to the operating results for the year and the change in working capital, as well as the financial settlement of certain hedging derivatives. Cash flow from operations also includes the payment of clawback measures and windfall taxes of approximately EUR 18 million in France and Poland.

Cash flows from investments in the first nine months of 2023 were mainly linked to the impact of the recent acquisitions of two photovoltaic companies in Spain (EUR 184 million), as well as capital expenditure in the period (EUR 193 million) aimed at developments on Repowering and Greenfield projects in Italy, and the finalisation of wind farms in the UK, France and Sweden.

Cash flows from financing activities refer to the interest accrued in the period and to the financial expense incurred within the scope of the Liability Management activities, related to the early repayment of project financing in the first quarter of 2023.

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

Cash flows from Equity refer to the changes in the hedging reserve tied to derivative financial instruments, to the translation reserve and to the dividends distributed to shareholders.

ALTERNATIVE PERFORMANCE INDICATORS

Definitions

On 3 December 2015, CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and presentation of Alternative Performance Indicators in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Indicators (CESR/05 – 178b), aim to promote the usefulness and transparency of alternative performance indicators so as to improve their comparability, reliability and comprehensibility.

Some of the Alternative Performance Indicators (APIs) used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group. These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

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

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

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

- **Adjusted revenue** is revenue, as indicated in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items);
- **EBIT** is the Group's consolidated net result for the period, before considering the net result from continuing operations, income taxes, net financial income (expense) and net gains (losses) on equity investments. EBIT is explicitly stated as a subtotal in the financial statements;
- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment losses" to the Operating Profit (EBIT). EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the Financial Statements;
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating profit (loss), as defined above, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **Adjusted EBIT** is the net operating profit, as defined above, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the adjusted Revenue of each individual business segment;
- The **Adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted amounts of income taxes and profit before taxes;
- **Profit (loss) from continuing operations** does not include the result from assets held for sale relating to the thermoelectric and hydroelectric businesses reclassified under the item "Profit (loss) from assets held for sale";
- **Adjusted profit (loss) from continuing operations** is the profit (loss) from continuing operations, with the exclusion of significant income statement components of an exceptional nature (special items) and with the reclassification of the impact tied to the application of IFRS 16, net of the related tax effects;
- **Adjusted profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent** is the adjusted net profit (loss) from continuing operations with the exclusion of the profit attributable to non-controlling interests;
- **Adjusted profit attributable to the owners of the parent** is the profit attributable to the owners of the parent, with the exclusion of significant special income statement components of an exceptional nature (special items), and with the reclassification of the impact tied to the IFRS 16 application, net of the related tax effects;
- **Capital expenditure** is the sum of capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets and investments through Mergers & Acquisitions;
- **Net operating working capital** is the sum of Inventories, Trade Receivables and Trade Payables;
- **Net invested capital of continuing operations** is the sum of Non-current assets, Net operating working capital, Liabilities related to Post-employment benefits, Other assets and Other liabilities;
- **Net invested capital of assets held for sale** includes the contribution of the thermoelectric business to the net invested capital;
- **Net invested capital** is the net invested capital of continuing operations plus Net invested capital of assets held for sale;
- **Adjusted net invested capital** is Net invested capital, as defined above, with the exclusion of the impact relative to the application of IFRS 16 mainly linked to the increase in right-of-use assets;
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with ESMA Guidelines 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) and CONSOB Warning Notice no. 5/2021, including the portion of non-current assets relative to derivative financial instruments hedging interest rates;
- **Adjusted net financial indebtedness of continuing operations** is the net financial indebtedness, as defined above, net of the liability linked to the discounting of future lease payments, following the application of IFRS 16;
- **Financial leverage** is calculated by comparing the adjusted net financial indebtedness (including Project Financing) to the adjusted net invested capital;

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

IFRS 16

The Group, as lessee, has recognised new liabilities for leases and higher right-of-use assets related mainly to the Wind business and to the relative use of land, warehouses, buildings, equipment, substations and machine inventory. The application of the standard has changed the presentation in the income statement of costs for operating leases: these costs are now recognised as depreciation of the right-of-use assets and as financial expense correlated to the liability linked to the discounting of future lease payments. Previously, the Group recognised costs for operating lea-

ses on a straight-line basis over the lease term, essentially when the relative lease payments were made.

In the first nine months of 2023, the application of IFRS 16 has therefore led to:

- an improvement in gross operating profit (EBITDA) in respect of the lease payments that fall within the scope of IFRS 16, of approximately EUR 10 million;
- an increase (approximately EUR 173 million) in the net financial indebtedness and the net invested capital (approximately EUR 166 million) in relation to the application of the equity method indicated by the standard;
- greater depreciation and amortisation (EUR 5 million) and greater financial expense (EUR 5 million) linked to the application of the above-mentioned method.

Based on the above, and given the typical nature of the item, in order to best present the business profitability, it has been deemed opportune to recognise, in the adjusted Income Statement, the depreciation of the right-of-use assets during the period and the financial expense on the IFRS 16 liability within the adjusted EBITDA, by way of a reasonable estimate of the lease costs in accordance with the financial expression (periodic instalment) of the same. Similarly, the adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are presented net of the liability linked to the discounting of future lease payments.

Reconciliation with adjusted operating results

GROSS OPERATING PROFIT (EBITDA)

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	(EUR million)	Notes	2023	2022
103	119			372	394
EBITDA from continuing operations					
<i>Special items exclusion:</i>					
(3)	(3)	- IFRS 16 reclassification	1	(10)	(9)
Italy					
2	2	- Reversal of ancillary charges on non-recurring operations (Special Projects)	2	3	4
-	-	- Reversal for allocation for Provision for Disposed Businesses	3	1	0
102	118	Adjusted EBITDA		365	390

AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES

3 rd Quarter			9 months		
2023	2022	(EUR million)	Notes	2023	2022
(55)	(60)			(168)	(178)
Amortisation, depreciation and impairment losses					
<i>Special items exclusion:</i>					
1	2	- IFRS 16 reclassification	1	5	5
1	-	- Reversal of impairment losses recognised on Repowering Wind Italy	4	1	7
(52)	(59)	Adjusted depreciation and amortisation		(161)	(166)

PROFIT (LOSS) ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT

3 rd Quarter		(EUR million)	Notes	9 months	
2023	2022			2023	2022
32	33	Profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent		146	103
		<i>Special items exclusion:</i>			
0	0	IFRS 16 reclassification	1	0	0
1	1	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions	2	2	4
0	-	Exclusion of expenses related to disposed Businesses	3	(5)	0
1	-	Exclusion of impairment losses recognised on Repowering Wind Italy	4	1	5
-	-	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments	5	3	2
-	-	Exclusion of substitute tax Solar Italy	6	-	(1)
0	1	Exclusion of impact of gains/losses (IFRS 9)	7	1	2
35	35	Adjusted net profit (loss) from continuing operations attributable to owners of the parent		149	115

1. Reclassification for impact of IFRS 16. Reference is made to the comments made in the previous paragraph.
2. Ancillary charges relating to acquisitions in the first half of 2023 related to the newly acquired photovoltaic companies in Spain, as well as unsuccessful acquisitions or ongoing projects.
3. Provisions relating to exceptional items on businesses disposed of by the Group. In terms of adjusted profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent in the first nine months of 2023, the amount refers mainly to price adjustments related to the sale of the Terni hydroelectric complex (EUR 2 million) and the Integrated Downstream business (EUR 3 million).
4. Impairment losses recognised on the net residual value of the property, plant and equipment and intangible assets of wind farms in Italy following the authorisation of a Repowering project and a photovoltaic plant following the authorisation of a Revamping project.
5. Financial expense related to the early closure of project financing and Corporate loans as part of Liability Management transactions.
6. Reversal of the ERG Solar Holding S.r.l. substitute tax benefit.
7. IFRS 9 does not allow for the deferment of the positive economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the liability; this resulted in net gains of approximately EUR 1 million being accounted for in the first nine months of 2023. For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted Income Statement financial expense related to the debt service payment, deferring the recognition of benefits of the renegotiation over the remaining term of the liability and not recognising them all in one immediate entry at the time of the amendment. The adjustment commented herein relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing operations of previous years.

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

Income Statement 9 months 2023

(EUR million)	Financial Statements	Reclassification of IFRS 16 impact	Adjustment for impact of IFRS 9	Reversal of special items	Adjusted Income Statement
Revenue	521	-	-	-	521
Other income	17	-	-	-	17
Total revenue	539	-	-	-	539
Purchases and change in inventories	(9)	-	-	-	(9)
Services and other operating costs	(119)	(10)	-	3	(126)
Personnel expense	(38)	-	-	-	(38)
Gross operating profit (loss) (EBITDA)	372	(10)	-	3	365
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	(168)	5	-	1	(161)
Operating profit (loss) (EBIT)	204	(5)	-	5	204
Net financial income (expense)	(16)	5	1	4	(6)
Net gains (losses) on equity investments	5	-	-	(5)	0
Profit before taxes	193	0	1	3	198
Income taxes	(45)	-	(0)	(2)	(47)
Profit (loss) from continuing operations	148	0	1	1	151
Non-controlling interests	(2)	-	-	-	(2)
Profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent	146	0	1	1	149
Profit (loss) from discontinued operations	(34)	-	-	29	(5)
Profit attributable to owners of the parent	112	0	1	30	144

Reclassified statement of financial position at 30 September 2023

(EUR million)	Reported Statement of Financial Position	Adjustment for impact of IFRS 16	Adjusted Statement of Financial Position
Intangible assets	1,416	-	1,416
Property, plant and equipment	2,500	(167)	2,333
Equity investments and other non-current financial assets	56	-	56
Non-current assets	3,972	(167)	3,805
Inventories	19	-	19
Trade receivables	161	-	161
Trade payables	(119)	-	(119)
Excise duties payable to tax authorities	(0)	-	(0)
Net operating working capital	61	-	61
Employee benefits	(4)	-	(4)
Other assets	284	1	286
Other liabilities	(612)	-	(612)
Net invested capital of continuing operations	3,702	(166)	3,536
Net invested capital of assets held for sale	130	-	130
Net invested capital	3,832	(166)	3,666
Equity attributable to the owners of the parent	2,119	7	2,126
Non-controlling interests	9	-	9
Non-current financial indebtedness	1,579	(173)	1,406
Net financial indebtedness from assets held for sale	126	-	126
Equity and financial indebtedness	3,832	(166)	3,666

Fine Comunicato n.0118-36

Numero di Pagine: 100