

<p>Informazione Regolamentata n. 0118-16-2023</p>	<p>Data/Ora Ricezione 12 Maggio 2023 07:40:08</p>	<p>Euronext Milan</p>
---	---	-----------------------

Societa' : ERG

Identificativo : 176828

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : REGEM

Data/Ora Ricezione : 12 Maggio 2023 07:40:08

Data/Ora Inizio : 12 Maggio 2023 07:40:11

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva i risultati consolidati  
1Q2023-The BoD approves the  
consolidated results 1Q2023

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



## Comunicato stampa

## Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva i risultati consolidati del primo trimestre 2023

*MOL consolidato adjusted (gross clawback)<sup>1</sup>: 167 milioni di Euro, 168 milioni nel primo trimestre 2022*

*Risultato netto attività continue adjusted (gross clawback)<sup>1</sup>: 84 milioni di Euro, 84 milioni nel primo trimestre 2022*

*Guidance confermata, Ebitda compreso tra 500 e 550 milioni di Euro*

- **Solidi risultati nel primo trimestre** – Risultati in linea rispetto allo stesso periodo del 2022 grazie al pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022 e alla progressiva entrata in esercizio di parchi sviluppati internamente in Italia e all'estero (526 MW), che hanno compensato uno scenario prezzi in forte calo rispetto al 2022.
- **Procede la crescita del Portafoglio RES** – Acquisito in Spagna il parco fotovoltaico in costruzione di Garnacha da 149 MWp e avviato il parco eolico di Creag Riabhach in Scozia, con una capacità installata di 92,4 MW.
- **PPA** – Nell'ambito dell'obiettivo strategico di stabilizzazione dell'Ebitda, securizzati 2,9 TWh di energia green grazie a un PPA sottoscritto con EssilorLuxottica e l'incremento dei volumi e l'aggiornamento dei termini economici del preesistente PPA con TIM in Italia. Il parco acquisito in Spagna sarà assistito da un PPA con primaria controparte Corporate.
- **Strategia Finanziaria** – Fitch ha confermato per ERG un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB- premiando la solidità del modello di business del Gruppo e del suo portafoglio rinnovabile. Nuovi finanziamenti per complessivi 330€ milioni a copertura delle scadenze 2023 e del rimborso anticipato di un Project Financing, che beneficiano per il 75% dell'importo di coperture sui tassi di interesse di poco superiori allo 0%.

---

<sup>1</sup> 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 "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". Per chiarezza espositiva, in coerenza con quanto già esposto nel corso dell'esercizio 2022, nel presente documento i risultati adjusted (gross clawback), se non diversamente indicati, sono rappresentati al lordo degli effetti delle misure transitorie (clawback measures), isolati come special item.

- **ESG** – Si conferma il successo della strategia ESG del Gruppo con l'assegnazione da parte di Sustainalytics del Rating 'Low Risk', che migliora il profilo di rischio del Gruppo, e la conferma della presenza nel Bloomberg Gender Equality Index. ERG inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world" di Corporate Knights, prima tra le imprese italiane nel ranking.
- **Guidance 2023** – Si conferma la guidance di EBITDA per il 2023 nell'intervallo compreso tra 500 e 550 milioni, al netto dei clawback. In seguito all'acquisizione in Spagna gli investimenti sono previsti in rialzo nel range compreso tra 500 e 600 milioni (vs. il precedente 400-500) e di conseguenza l'indebitamento al rialzo che si attesta ora nel range 1400-1500 milioni.

**Genova, 12 Maggio 2023** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato i risultati consolidati del primo trimestre 2023.

Paolo Luigi Merli Amministratore Delegato di ERG ha commentato:

*"In un contesto ancora volatile e incerto, ERG dà prova della propria resilienza industriale e finanziaria e registra risultati in linea con l'anno precedente nonostante uno scenario prezzi in forte contrazione grazie al pieno contributo della nuova capacità, sia derivante dalle acquisizioni che dallo sviluppo organico. ERG ha inoltre continuato il suo percorso di diversificazione tecnologica e geografica con l'acquisizione del parco fotovoltaico di Garnacha in Spagna, il più grande per capacità nel portafoglio rinnovabile del Gruppo. Prosegue anche il percorso verso l'obiettivo strategico di stabilizzazione dell'85-90% dell'Ebitda con la firma di due importanti PPA in Italia con primarie controparti Corporate che ci consentono di ottimizzare il profilo di rischio nella gestione del portafoglio rinnovabile. Il nostro modello infrastrutturale è stato anche riconosciuto da Fitch che ha confermato l'investment grade BBB- evidenziando la solidità del modello di business di ERG".*

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

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

L'applicazione di tali misure ha comportato restituzioni per un impatto negativo nel trimestre pari a circa 7 milioni sul margine operativo lordo (5 milioni sul risultato netto delle attività continue).

Per chiarezza espositiva, in coerenza con quanto già esposto nel corso dell'esercizio 2022, nel presente documento i risultati adjusted sono rappresentati al lordo di tali oneri, isolati come special item (gross clawback) stante la natura straordinaria e temporanea delle relative norme.

La tabella sottostante riepiloga i diversi impatti delle misure sopracitate, a livello di margine operativo lordo e risultato netto:

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre 2023	1° trimestre 2022	Delta
<b>537</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (GROSS CLAWBACK)</b>	<b>167</b>	<b>168</b>	<b>(0)</b>
<b>35</b>	<b>(-) clawback measures</b>	7	3	3
7	<i>Italia</i>	1	-	1
7	<i>Francia</i>	2	-	2
2	<i>Germania</i>	-	-	-
19	<i>East Europe</i>	4	3	1
<b>502</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (NET CLAWBACK)</b>	<b>161</b>	<b>165</b>	<b>(5)</b>
<b>216</b>	<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE (GROSS CLAWBACK)</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	<b>(0)</b>
<b>83</b>	<b>(-) clawback measures<sup>(1)</sup></b>	5	17	(12)
61	<i>Italia</i>	0	14	(13)
5	<i>Francia</i>	2	-	2
2	<i>Germania</i>	-	-	-
16	<i>East Europe</i>	3	3	0
<b>133</b>	<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE (NET CLAWBACK)</b>	<b>78</b>	<b>67</b>	<b>11</b>

(1) il primo trimestre 2022 comprendeva misure di windfall taxes rilevate alla riga imposte pari a 14 milioni derivanti dal D.L. del 21 marzo 2022.

# HIGHLIGHTS

<b>Adjusted <sup>(2)</sup></b>		<b>Reported <sup>(1)</sup></b>		<b>Adjusted <sup>(2)</sup></b>	
<b>Anno</b>		<b>1° trimestre</b>		<b>1° trimestre</b>	
<b>2022</b>	(milioni di Euro)	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI ADJUSTED <sup>(2)</sup></b>					
749	Ricavi	213	215	220	215
<b>537</b>	<b>Margine operativo lordo (gross clawback) <sup>(3)</sup></b>	<b>164</b>	<b>166</b>	<b>167</b>	<b>168</b>
<b>502</b>	<b>Margine operativo lordo (net clawback) <sup>(4)</sup></b>	<b>164</b>	<b>166</b>	<b>161</b>	<b>165</b>
<b>308</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>106</b>	<b>104</b>	<b>111</b>	<b>114</b>
<b>216</b>	<b>Risultato netto attività continue (gross clawback) <sup>(3)</sup></b>	<b>77</b>	<b>59</b>	<b>84</b>	<b>84</b>
<b>133</b>	<b>Risultato netto attività continue (net clawback) <sup>(4)</sup></b>	<b>77</b>	<b>59</b>	<b>78</b>	<b>67</b>
236	Risultato netto	76	388	78	89
232	di cui Risultato netto di Gruppo	76	388	78	89
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI ADJUSTED <sup>(2)</sup></b>					
<b>3.357</b>	<b>Capitale investito netto attività continue <sup>(5)</sup></b>	<b>3.408</b>	<b>2.871</b>	<b>3.257</b>	<b>2.738</b>
2.059	Patrimonio netto	2.187	2.160	2.192	2.163
1.434	Indebitamento finanziario netto attività continue <sup>(5)</sup>	1.363	1.027	1.206	890
212	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(6)</sup>	106	230	106	230
41%	Leva finanziaria	38%	32%	35%	29%
<b>72%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>77%</b>	<b>77%</b>	<b>76%</b>	<b>78%</b>

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

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

(3) Il dato non include gli effetti delle misure transitorie (clawback) introdotte nel corso del 2022 in diverse country. Gli impatti sul Margine operativo lordo delle restituzioni sono stimati nel primo trimestre 2023 pari a 7 milioni (3 milioni nel primo trimestre 2022), mentre sul Risultato netto attività continue sono stati pari a 5 milioni nel primo trimestre 2023 (17 milioni nel primo trimestre 2022).

(4) Il dato include gli effetti delle misure transitorie (clawback) introdotte nel corso del 2022 in diverse country i cui impatti sono indicati nella nota precedente.

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

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

Anno 2022			1° trimestre	
			2023	2022
<b>DATI OPERATIVI</b>				
<b>2.944</b>	<b>Totale capacità installata a fine periodo</b>	MW	<b>3.036</b>	<b>2.509</b>
<b>4.956</b>	<b>Totale produzioni di energia elettrica</b>	GWh	<b>1.780</b>	<b>1.538</b>
1.440	Capacità installata Italia a fine periodo	MW	1.440	1.234
2.312	Produzione di energia elettrica in Italia	GWh	784	706
600	Capacità installata Francia a fine periodo	MW	600	581
1.076	Produzione di energia elettrica in Francia	GWh	396	322
327	Capacità installata Germania a fine periodo	MW	327	327
556	Produzione di energia elettrica in Germania	GWh	203	207
219	Capacità installata UK & Nordics a fine periodo	MW	311	70
226	Produzione di energia elettrica UK & Nordics	GWh	132	66
92	Capacità installata Spagna a fine periodo	MW	92	92
171	Produzione di energia elettrica in Spagna	GWh	35	27
266	Capacità installata in East Europe	MW	266	206
615	Produzione di energia elettrica in East Europe	GWh	230	209
<b>946</b>	<b>Investimenti <sup>(7)</sup></b>	milioni di Euro	<b>66</b>	<b>146</b>
<b>573</b>	<b>Dipendenti a fine periodo <sup>(8)</sup></b>	Unità	<b>589</b>	<b>564</b>
<b>RICAVI NETTI UNITARI <sup>(9)</sup></b>				
134	Italia - Eolico	Euro/MWh	116	124
346	Italia - Solare	Euro/MWh	339	333
98	Francia - Eolico	Euro/MWh	99	86
96	Francia - Solare	Euro/MWh	94	100
172	Germania - Eolico	Euro/MWh	152	146
150	UK & Nordics - Eolico	Euro/MWh	83	195
126	Spagna - Solare	Euro/MWh	143	168
169	East Europe - Eolico	Euro/MWh	116	171

(7) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Il dato del primo trimestre 2022 comprendeva, inoltre, gli investimenti relativi a operazioni di Merger & Acquisition pari a 96 milioni a seguito dell'acquisizione di due parchi fotovoltaici in Spagna (92 MW).

(8) Il numero dei dipendenti non include il personale dedicato a garantire il funzionamento della centrale cogenerativa CCGT destinata ad essere ceduta.

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

## COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Come riportato nel paragrafo “**Interventi normativi in materia di contenimento dell’aumento dei prezzi energia (clawback measure and windfall tax)**”, nel presente documento, in coerenza con quanto già esposto nel corso dell’esercizio 2022, i risultati adjusted del Gruppo, non includono gli effetti delle misure transitorie (clawback measures), introdotte in diverse country al fine di contrastare l’aumento dei prezzi dell’energia elettrica, che, nel primo trimestre 2023, hanno comportato restituzioni con un impatto negativo stimabile in circa 7 milioni sul margine operativo lordo e di circa 5 milioni sul risultato netto del perimetro delle attività continue.

Nel primo trimestre 2023 i **ricavi adjusted** sono pari a 220 milioni, in lieve aumento rispetto al primo trimestre 2022 (215 milioni), principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate nel secondo semestre 2022, all’entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e ad inizio del 2023, sostanzialmente compensato dai minori prezzi di mercato.

Le produzioni sono risultate pari a 1,78 TWh, in aumento di 0,24 TWh rispetto al 2022 (+16%), grazie al contributo dei nuovi parchi che ha più che compensato le minori produzioni dovute alle scarse condizioni anemologiche registrate nel periodo rispetto a quelle molto positive del medesimo periodo del 2022. Il trimestre risulta caratterizzato da prezzi di mercato fortemente inferiori rispetto a quelli particolarmente elevati del 2022, che hanno influito 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 **margine operativo lordo adjusted (gross clawback)**<sup>2</sup>, al netto degli special items, si attesta a 167 milioni, in linea rispetto ai 168 milioni registrati nel primo trimestre 2022.

Si precisa che il margine operativo lordo adjusted (net clawback)<sup>3</sup> è pari a 161 milioni nel primo trimestre 2023 (165 milioni nel primo trimestre 2022).

### ITALIA

- **Eolico**: margine operativo lordo pari a 69 milioni, in linea rispetto al primo trimestre 2022 (69 milioni) per effetto dell’acquisizione di parchi eolici effettuata nel secondo semestre 2022 (+126 GWh) compensata dalla minor vento-

<sup>2</sup> Il margine operativo lordo adjusted è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall’applicazione dell’IFRS 16, pari a circa 3 milioni e agli altri effetti negativi degli special items per 7 milioni.

<sup>3</sup> Inclusivo degli effetti delle misure transitorie (clawback measures).

sità riscontrata e dai minori prezzi di mercato catturati, in particolare per l'azzeramento del valore dell'incentivo (pari a 43 Euro al MWh nel 2022). Le produzioni sono state pari a 738 GWh nel primo trimestre 2023 rispetto ai 661 GWh del primo trimestre 2022 principalmente per effetto perimetro.

- **Solare:** margine operativo lordo pari a 13 milioni, in linea rispetto al primo trimestre 2022 (13 milioni) per effetto dell'acquisizione di parchi fotovoltaici effettuata nel secondo semestre 2022 (+8 GWh) compensato da un minor irraggiamento registrato nel trimestre. Le produzioni sono state pari a 46 GWh nel primo trimestre 2023 rispetto a 45 GWh del primo trimestre 2022.

## ESTERO

- **Eolico:** margine operativo lordo pari a 86 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre 2022 (87 milioni) prevalentemente per effetto del contributo di 321 MW di nuova capacità derivante dai parchi costruiti internamente nel corso del 2022 e nei primi mesi del 2023 compensato dalla minore ventosità registrata rispetto a quella particolarmente elevata consumata nel primo trimestre 2022 e dai minori prezzi di mercato catturati in alcune geografie. Le produzioni sono state pari a 944 GWh nel primo trimestre 2023 rispetto ai 787 GWh del primo trimestre 2022 principalmente per effetto perimetro.
- **Solare:** margine operativo lordo pari a 5 milioni, in linea con il primo trimestre 2022 (5 milioni), per effetto di un miglior irraggiamento in Spagna che compensa i minori prezzi di mercato. Le produzioni sono state pari a 97 GWh nel primo trimestre 2023 rispetto ai 90 GWh del primo trimestre 2022.

Complessivamente l'effetto perimetro legato ai nuovi MW operativi è pari a 25 milioni grazie al pieno contributo dei nuovi impianti entrati in esercizio, oltre che alle acquisizioni effettuate nel corso del 2022.

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 111 milioni (114 milioni nel primo trimestre 2022) dopo ammortamenti per 56 milioni, in lieve aumento rispetto al primo trimestre 2022 (54 milioni) principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (7 milioni) e all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e nel primo trimestre 2023 (3 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani (3 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension che dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (3 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

Il **risultato netto delle attività continue adjusted (gross clawback)** è pari a 84 milioni in linea rispetto al primo trimestre 2022 (84 milioni) in considerazione dei già commentati risultati operativi ed i minori oneri finanziari, in diminuzione a seguito della miglior remunerazione della liquidità di Gruppo derivante dall'andamento dei tassi di interesse.



Si precisa che, il **risultato netto delle attività continue adjusted (net clawback)**<sup>4</sup> è pari a 78 milioni nel primo trimestre 2023 (67 milioni nel primo trimestre 2022). La voce include l'impatto (-5 milioni, al netto delle relative imposte) delle normative relative all'applicazione del price cap in Europa (clawback measures). Tali misure straordinarie avevano avuto un impatto nel primo trimestre 2022 pari a 17 milioni, di cui clawback per 3 milioni e windfall taxes per 14 milioni. Tali poste, di carattere straordinario e temporaneo, sono state isolate come special items.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted**, inclusivo anche del contributo di ERG Power S.r.l. proprietaria dell'impianto CCGT rilevato nelle attività discontinue in base alle regole dell'IFRS 5, è stato pari a 78 milioni, in diminuzione rispetto al risultato del primo trimestre 2022 (89 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 76 milioni, in diminuzione rispetto ai 388 milioni del primo trimestre 2022 che includeva la plusvalenza netta rilevata a seguito della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (pari a circa 324 milioni). Il risultato del primo trimestre 2023 comprende i costi legati alle operazioni di liability management effettuate nel corso del primo trimestre 2023 (pari a circa 4 milioni), i già citati effetti legati alle misure impositive urgenti in materia di contenimento dei prezzi dell'energia (clawback), (pari a 0,4 milioni in Italia e 5 milioni all'Estero) nonché la plusvalenza correlata all'aggiustamento prezzo della cessione del nucleo idroelettrico di Terni (2 milioni) ed il contributo di ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT, riclassificato alla riga "Attività destinate ad essere cedute".

Nel primo trimestre 2023, gli **investimenti** sono stati pari a 66 milioni (146 milioni nel primo trimestre 2022) e si riferiscono principalmente ad **investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** correlati alle attività di costruzione in Italia per 47 MW *Greenfield* e di *Repowering* sui parchi italiani per circa 193 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 e Svezia per 62 MW. Si segnala inoltre l'avvio delle attività di costruzione di due parchi *Greenfield* in Francia per 50 MW.

L'**indebitamento finanziario netto per "attività continue" adjusted** risulta pari a **1.206 milioni**, in sensibile diminuzione (-228 milioni) rispetto al 31 dicembre 2022 (1.434 milioni). La variazione riflette principalmente il positivo flusso di cassa del periodo (260 milioni<sup>5</sup>), che include l'incasso a seguito della regolazione finanziaria di alcuni strumenti derivati di copertura, in parte compensato dagli investimenti del periodo (66 milioni) principalmente legati allo sviluppo sui progetti di *Repowering* in Italia, allo sviluppo dei parchi eolici in Francia.

Si precisa, inoltre, che l'indebitamento di fine periodo riflette il fair value negativo dei future commodities di circa 40 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 31 marzo 2023, a 157 milioni.

---

<sup>4</sup> Inclusivo degli effetti delle misure transitorie (clawback measures).

<sup>5</sup> 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 al primo 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 del primo trimestre 2023 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale 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 che sarà completato con la probabile cessione del business termoelettrico nel corso del 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, ed in linea con il Piano industriale 2022-2026 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2022, finalizzato al reinvestimento delle risorse provenienti dalle dismissioni e alla strategia di crescita nel Wind & Solar attraverso una politica di diversificazione geografica e tecnologica. 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.

### Accordo per la cessione del Business Termoelettrico

Nella prima metà dell'anno 2021 il Gruppo ERG ha portato avanti un processo di valutazione relativo all'opportunità di una potenziale Asset rotation degli impianti termoelettrici a sostegno di un'ulteriore accelerazione nella crescita ed evoluzione del proprio modello di business. Successivamente alla chiusura del primo semestre 2021, all'inizio del mese di luglio 2021 sono pervenute le offerte da parte degli operatori interessati.

Il Gruppo, presa visione delle indicazioni di mercato, ha proseguito il processo di valutazione dell'opportunità della potenziale cessione dell'impianto termoelettrico che, alla data del 31 dicembre 2021 (Reporting Date del Bilancio 2021) risultava ancora in corso di definizione. A tale Reporting Date l'impianto termoelettrico non risultava peraltro ancora disponibile per l'immediata vendita nelle sue condizioni correnti.

Nel corso del 2022, il management del Gruppo, ad esito degli approfondimenti eseguiti, ha avviato le trattative per la cessione dell'impianto termoelettrico, firmando in data 9 febbraio un accordo con Enel Produzione S.p.A. per la cessione dell'intero capitale di ERG Power S.r.l.

In data 23 settembre 2022, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) non ha autorizzato la suddetta operazione. In particolare, l'AGCM ha ritenuto, a seguito dell'attività istruttoria da essa condotta nel corso dei mesi precedenti, che l'operazione avrebbe dato luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante in capo al compratore tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza sui mercati rilevanti.

La mancata approvazione dell'operazione da parte dell'AGCM ha determinato la conseguente inefficacia degli accordi sottoscritti da ERG Power Generation S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A. in relazione alla cessione della partecipazione di ERG Power S.r.l. a causa del non verificarsi di una delle condizioni sospensive al closing.

ERG ha, quindi, posto in essere, a partire dalla fine del 2022 le attività necessarie ad avviare un nuovo processo competitivo finalizzato all'individuazione di un nuovo acquirente, valutando il percorso alternativo più efficiente. 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 ancora rispettate le condizioni previste dal paragrafo 12 dell'IFRS 5.

### 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 potranno 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 12 maggio 2023 è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

**Contatti:**

**Emanuela Delucchi** Chief ESG, IR & Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu)

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

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

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

## RISULTATI PER PAESE

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		
		2023	2022	Δ
<b>RICAVI ADJUSTED</b>				
372	<b>Italia</b>	105	99	6
376	<b>Estero</b>	115	115	(0)
105	Francia	39	28	11
96	Germania	31	30	1
34	UK & Nordics	11	13	(2)
22	Spagna	5	5	1
119	East Europe	28	39	(11)
34	<b>Corporate</b>	8	9	(1)
(33)	<b>Ricavi infrasettori</b>	(8)	(7)	(0)
749	<b>Totale ricavi adjusted</b>	220	215	5
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>				
295	<b>Italia</b>	82	82	0
267	<b>Estero</b>	90	91	(1)
63	Francia	29	18	10
72	Germania	28	25	3
24	UK & Nordics	8	12	(4)
18	Spagna	4	4	0
90	East Europe	23	33	(10)
(25)	<b>Corporate</b>	(5)	(6)	1
537	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	167	168	(0)
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ADJUSTED</b>				
(127)	<b>Italia</b>	(30)	(29)	(1)
(98)	<b>Estero</b>	(26)	(24)	(2)
(46)	Francia	(12)	(11)	(0)
(28)	Germania	(7)	(7)	0
(4)	UK & Nordics	(2)	(1)	(2)
(4)	Spagna	(1)	(1)	(0)
(15)	East Europe	(4)	(4)	(1)
(3)	<b>Corporate</b>	(1)	(1)	1
(229)	<b>Ammortamenti e svalutazioni adjusted</b>	(56)	(54)	(2)

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		
		2023	2022	Δ
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED</b>				
167	<b>Italia</b>	53	53	(1)
170	<b>Estero</b>	64	68	(3)
16	<i>Francia</i>	17	7	10
45	<i>Germania</i>	21	18	3
19	<i>UK &amp; Nordics</i>	5	11	(6)
14	<i>Spagna</i>	3	3	0
75	<i>East Europe</i>	18	29	(11)
(28)	<b>Corporate</b>	(6)	(7)	1
308	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	111	114	(3)
<b>INVESTIMENTI <sup>(1)</sup></b>				
653	<b>Italia</b>	39	21	19
290	<b>Estero</b>	26	125	(99)
11	<i>Francia</i>	11	5	6
1	<i>Germania</i>	-	0	(0)
159	<i>UK &amp; Nordics</i>	16	18	(2)
100	<i>Spagna</i>	-	96	(96)
20	<i>East Europe</i>	-	6	(6)
3	<b>Corporate</b>	0	0	0
946	<b>Totale investimenti</b>	66	146	(80)

(1) Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition (96 milioni nel primo trimestre 2022).

# MERCATO DI RIFERIMENTO

## SCENARIO PREZZI

Anno	2022	1° trimestre	
		2023	2022
<b>Scenario prezzi base load (Euro/MWh)</b>			
<b>Italia</b>			
304	PUN <sup>(1)</sup>	157	249
43	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	0	43
121	TTF	55	96
80	CO <sub>2</sub>	87	82
<b>Estero</b>			
276	Francia	130	232
235	Germania	115	185
207	Polonia	176	189
167	di cui <i>Energia Elettrica</i>	130	135
40	di cui <i>Certificati d'Origine</i>	47	54
253	Bulgaria	129	210
295	Romania	158	249
265	di cui <i>Energia Elettrica</i>	129	219
29	di cui <i>Certificato Verde</i>	29	29
226	Irlanda del Nord	155	225
241	Gran Bretagna	144	240
168	Spagna	96	229
152	Sweden SE4	89	111

(1) Prezzo Unico Nazionale.

## ITALIA

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

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica in Italia, con una potenza installata di 1.265 MW nell'eolico e 175 MW nel solare.

Rispetto al primo trimestre 2022, la capacità installata in Italia risulta incrementata di 206 MW.

Anno 2022		1° trimestre		Δ
		2023	2022	
<b>Risultati Operativi</b>				
1.440	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	1.440	1.234	206
1.265	Eolico	1.265	1.093	172
175	Solare	175	141	34
2.312	Produzioni (GWh)	784	706	78
2.062	Eolico	738	661	77
250	Solare	46	45	1
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
20%	Eolico	27%	28%	-1%
18%	Solare	12%	15%	-3%
157	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	0	138	(138)
134	Eolico	116	124	(8)
346	Solare	339	333	6

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Italia risulta pari a 784 GWh, di cui 738 GWh da fonte eolica e 46 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (706 GWh di cui 661 da fonte eolica e 45 GWh da fonte solare), grazie al consolidamento dei parchi eolici e fotovoltaici acquisiti nel corso del 2022 (+126 GWh di eolico e +8 GWh di solare) a fronte sia di una minore ventosità che di un minor irraggiamento.

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2023	2022	
<b>Risultati economici</b>				
372	Ricavi <i>adjusted</i>	105	99	6
284	Eolico	89	84	5
87	Solare	16	15	1
295	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	82	82	0
218	Eolico	69	69	0
77	Solare	13	13	(0)
(127)	Ammortamenti e svalutazioni	(30)	(29)	(1)
(82)	Eolico	(17)	(19)	1
(45)	Solare	(12)	(10)	(2)
167	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	53	53	(1)
136	Eolico	52	50	1
32	Solare	1	3	(2)
653	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	39	21	19
522	Eolico	38	20	19
131	Solare	1	1	(0)
79%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	78%	83%	-5%
77%	Eolico	78%	82%	-5%
88%	Solare	82%	87%	-5%

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

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2023** risultano in aumento per effetto del pieno perimetro derivante dalle acquisizioni effettuate nel 2022 (+206 MW di cui 172 MW nell'eolico e 34 MW nel solare), in parte compensati dalle minori produzioni eoliche e fotovoltaiche in Italia e dal valore unitario dell'incentivo GRIN che nel 2023 risulta nullo rispetto ai 43 €/MWh del 2022. I minori prezzi di mercato sono mitigati dalle coperture effettuate in linea con le risk policy di gruppo.

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 116 Euro/MWh (124 Euro/MWh nel primo trimestre 2022).

I ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono pari a 339 €/MWh (333 €/MWh nel primo trimestre 2022).

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Italia del **primo trimestre 2023** è pari a 82 milioni, in linea rispetto al primo trimestre 2022 (82 milioni), per le stesse motivazioni relative ai ricavi.

Gli ammortamenti del periodo risultano sostanzialmente in linea al primo trimestre 2022, principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (7 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani (3 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension che, dal termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (3 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

## Investimenti

Gli investimenti in Italia del **primo trimestre 2023 (39 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di costruzione dell'impianto di Roccapalumba (47 MW) e alle attività di *Repowering* (143 MW) sugli impianti di Campo reale, Partinico-Monreale, Mineo-Militello e Vizzini, oltre alle consuete manutenzioni finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti. Sul solare proseguono le attività di *Revamping* e *Repowering* 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.

Il Gruppo 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), UK & Nordics (311 MW), Polonia (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

Inoltre, ERG opera in Francia e Spagna nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con 170 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia e 92 MW in Spagna.

Rispetto al primo trimestre 2022, la capacità installata all'estero risulta incrementata di 321 MW.



## Francia

Anno 2022		1° trimestre		Δ
		2023	2022	
<b>Risultati Operativi</b>				
600	<b>Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup></b>	<b>600</b>	<b>581</b>	<b>20</b>
522	<b>Eolico</b>	522	502	20
79	<b>Solare</b>	79	79	0
1.076	<b>Produzioni (GWh)</b>	<b>396</b>	<b>322</b>	<b>73</b>
982	<b>Eolico</b>	379	305	74
94	<b>Solare</b>	17	17	(1)
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
22%	<b>Eolico</b>	34%	28%	0
14%	<b>Solare</b>	10%	10%	0%
98	<b>Ricavi netti unitari (Euro/MWh)</b>	<b>7</b>	<b>87</b>	<b>(80)</b>
98	<b>Eolico</b>	99	86	13
96	<b>Solare</b>	94	100	(6)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo trimestre 2023** la **produzione di energia** in Francia risulta pari a 396 GWh, di cui 379 GWh da fonte eolica e 17 GWh da impianti fotovoltaici, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (322 GWh) principalmente per effetto della maggior ventosità registrata, oltre all'effetto perimetro (+21 GWh) derivante dal pieno contributo derivante dall'entrata in esercizio di un parco sviluppato internamente di 20 MW.

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2023	2022	
<b>Risultati economici</b>				
105	<b>Ricavi <i>adjusted</i></b>	<b>39</b>	<b>28</b>	<b>11</b>
96	<b>Eolico</b>	37	26	11
9	<b>Solare</b>	2	2	(0)
63	<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>	<b>29</b>	<b>18</b>	<b>10</b>
58	<b>Eolico</b>	28	18	10
5	<b>Solare</b>	1	1	(0)
(46)	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(12)</b>	<b>(11)</b>	<b>(0)</b>
(42)	<b>Eolico</b>	(11)	(10)	(0)
(4)	<b>Solare</b>	(1)	(1)	(0)
16	<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i></b>	<b>17</b>	<b>7</b>	<b>10</b>
16	<b>Eolico</b>	17	7	10
1	<b>Solare</b>	(1)	(0)	(0)
11	<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
11	<b>Eolico</b>	11	5	6
0	<b>Solare</b>	0	0	0
59%	<b>Ebitda Margin % <sup>(1)</sup></b>	<b>73%</b>	<b>65%</b>	<b>8%</b>
60%	<b>Eolico</b>	75%	67%	8%
55%	<b>Solare</b>	37%	41%	-5%

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

I **ricavi** registrati nel **primo trimestre 2023** risultano pari a 39 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo 2022 (28 milioni) per effetto dei maggiori volumi registrati, oltre alla variazione di perimetro di cui sopra.

I ricavi netti unitari dell'eolico Francia pari a 99 €/MWh risultano in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2022 (86 €/MWh) per effetto dell'adeguamento all'inflazione delle tariffe fisse di vendita, mentre i ricavi netti unitari relativi agli impianti fotovoltaici sono complessivamente pari a 94 €/MWh.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Francia del **primo trimestre 2023** è pari a 29 milioni, in incremento rispetto al primo trimestre 2022 (18 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti del **primo trimestre 2023 (11 milioni)** si riferiscono principalmente all'avvio delle attività di sviluppo e costruzione di nuovi parchi eolici (50 MW) con entrata in esercizio tra la fine del 2024 e i primi mesi del 2025.

## Germania – Eolico

Anno 2022		1° trimestre		Δ
		2023	2022	
	<b>Risultati Operativi</b>			
327	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	327	327	-
556	Produzioni (GWh)	203	207	(5)
19%	Load Factor% <sup>(2)</sup>	29%	29%	-1%
172	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	152	146	6

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Germania risulta pari a 203 GWh, in lieve diminuzione rispetto al medesimo periodo del 2022 (207 GWh) per effetto della minore ventosità riscontrata rispetto alle condizioni anemologiche superiori alla media riscontrate nel 2022.

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2023	2022	
	<b>Risultati economici</b>			
96	Ricavi <i>adjusted</i>	31	30	1
72	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	28	25	3
(28)	Ammortamenti e svalutazioni	(7)	(7)	0
45	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	21	18	3
1	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	0	(0)
75%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	89%	83%	6%

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

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2023** risultano pari a 31 milioni, in lieve aumento rispetto all'analogo periodo 2022 (30 milioni), per effetto delle politiche di copertura adottate, che permettono di catturare prezzi elevati nonostante la riduzione dei prezzi di cessione dell'energia sul mercato.

I ricavi netti unitari dell'eolico Germania, pari a 152 €/MWh, risultano in rialzo rispetto al primo trimestre 2022 (146 €/MWh) per effetto delle politiche di copertura adottate dal gruppo che consente di contrastare la riduzione dei prezzi di mercato.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Germania del **primo trimestre 2023** è pari a 28 milioni, in incremento rispetto al primo trimestre 2022 (25 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## UK & Nordics - Eolico

Anno 2022		1° trimestre		Δ
		2023	2022	
	<b>Risultati Operativi</b>			
219	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	311	70	241
226	Produzioni (GWh)	132	66	66
33%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	25%	43%	-19%
150	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	83	195	(111)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in UK e le prime produzioni in Svezia risultano pari a 132 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (66 GWh), e si riferiscono al contributo derivante dagli impianti eolici sviluppati internamente ed entrati 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 il periodo erano in una fase di commissioning o rump-up delle produzioni.

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2023	2022	
	<b>Risultati economici</b>			
34	Ricavi <i>adjusted</i>	11	13	(2)
24	Marginale operativo lordo <i>adjusted</i>	8	11	(4)
(4)	Ammortamenti e svalutazioni	(2)	(1)	(2)
19	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	5	11	(6)
159	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	16	18	(2)
70%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	68%	90%	-22%

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

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2023** risultano pari a 11 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2022 (13 milioni), con ricavi netti unitari che si attestano a 83 €/MWh, in riduzione rispetto al primo trimestre 2022 (195 €/MWh), che aveva beneficiato dei prezzi di mercato fortemente superiori a quelli attuali, per effetto della vendita nel 2023 tramite contratti PPA a prezzi fissati.

Il **marginale operativo lordo adjusted** nell'area UK & Nordics del **primo trimestre 2023** si attesta a 8 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## Investimenti

Gli investimenti nell'area UK & Nordics del primo 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.

## Spagna - Solare

Anno		1° trimestre		Δ
		2023	2022	
2022				
	<b>Risultati Operativi</b>			
92	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	92	92	0
171	Produzioni (GWh)	35	27	8
21%	Load Factor% <sup>(2)</sup>	18%	14%	4%
126	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	143	168	(25)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in Spagna risulta pari a 35 GWh, in aumento rispetto alla produzione registrata nel medesimo periodo del 2022 per effetto di un miglior irraggiamento.

Anno	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2023	2022	
2022				
	<b>Risultati economici</b>			
22	Ricavi adjusted	5	5	1
18	Marginale operativo lordo adjusted	4	4	0
(4)	Ammortamenti e svalutazioni	(1)	(1)	(0)
14	Risultato operativo netto adjusted	3	3	0
100	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	96	(96)
84%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	78%	84%	-6%

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

I **ricavi** registrati nel **primo trimestre 2023** risultano pari a 5 milioni e in linea con l'anno precedente, con ricavi netti unitari che si attestano a 143 €/MWh, in riduzione rispetto a quelli dell'anno precedente (168 €/MWh) a seguito dei minori prezzi di mercato.

Il **marginale operativo lordo adjusted** in Spagna del **primo trimestre 2023** si attesta a 4 milioni, per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## East Europe (Polonia, Romania e Bulgaria) – Eolico

Anno 2022		1° trimestre		Δ
		2023	2021	
<b>Risultati Operativi</b>				
266	Potenza installata (MW) <sup>(1)</sup>	266	206	61
615	Produzioni (GWh)	230	209	21
31%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	40%	47%	-7%
169	Ricavi netti unitari (Euro/MWh)	116	171	(55)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

Nel **primo trimestre 2023** la **produzione di energia** elettrica in East Europe risulta pari a 230 GWh, in aumento rispetto al medesimo periodo del 2022 (209 GWh) per effetto del pieno contributo derivante dai parchi eolici avviati nel corso del 2022 in Polonia (+47 GWh), in parte compensato dalle più scarse condizioni anemologiche riscontrate rispetto a quelle molto positive dell'anno precedente.

Anno 2022	(milioni di Euro)	1° trimestre		Δ
		2023	2021	
<b>Risultati economici</b>				
119	Ricavi <i>adjusted</i>	28	39	(11)
90	Margine operativo lordo <i>adjusted</i>	23	33	(10)
(15)	Ammortamenti e svalutazioni	(4)	(4)	(1)
75	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	18	29	(11)
20	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	6	(6)
76%	Ebitda Margin % <sup>(1)</sup>	80%	83%	-4%

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

I **ricavi** registrati **nel primo trimestre 2023** risultano in forte riduzione rispetto all'analogo periodo 2022, per effetto della riduzione dei volumi e della riduzione dei prezzi di cessione dell'energia, solo in parte compensati dall'effetto perimetro derivante dal pieno contributo dei parchi entrati in esercizio in Polonia (+61 MW).

I ricavi netti unitari medi in East Europe risultano pari a 116 €/MWh, in diminuzione rispetto al primo trimestre 2022 (171 €/MWh), per effetto dei minori prezzi di mercato.

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

Il **margine operativo lordo *adjusted*** in East Europe del **primo trimestre 2023** è pari a 23 milioni, in diminuzione rispetto al primo trimestre 2022 (33 milioni), per le stesse motivazioni legate ai ricavi.

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 12/01/2023</a>	<b>Nordics</b>	<b>Eolico</b>	ERG annuncia l'avvio del parco eolico di Creag Riabhach nella contea di Sutherland, nel nord della Scozia. Il parco ha una capacità installata totale di 92,4 MW ed una produzione complessiva a regime di 271 GWh annui, evitando l'emissione di 125 kt di CO2 ogni anno. Larga parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà venduta attraverso un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni siglato con ENGIE UK Markets Ltd nel corso del primo trimestre 2022.
<a href="#">Comunicato Stampa del 18/01/2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Sustainalytics ha assegnato a ERG il Rating 'Low Risk' con punteggio 14,6 rispetto al Medium Risk (20,7) registrato l'anno precedente, migliorando il profilo di rischio ESG del Gruppo, che si posiziona al 5° posto (su 75) tra gli Independent Power Producers a livello globale. Inoltre, ERG è stata inclusa tra le "Global 100 most sustainable corporations in the world", posizionandosi al 54esimo posto nell'indice 2023, prima tra le imprese italiane incluse nell'elenco.
<a href="#">Comunicato Stampa del 31/01/2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	ERG si conferma nel Bloomberg Gender Equality Index. Il Gruppo entra nel primo quartile del ranking.
<a href="#">Comunicato Stampa del 9/03/2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Eolico</b>	EssilorLuxottica ed ERG firmano un accordo di lungo termine per la fornitura di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.
<a href="#">Comunicato Stampa del 15/03/2023</a>	<b>Italia</b>	<b>Corporate</b>	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Progetto di Bilancio 2022, l'aggiornamento del Piano Industriale e del Piano ESG 2022/26.

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

Data	Area Geografica	Settore	Fatto di rilievo
<a href="#">Comunicato Stampa del 26/04/2023</a>	Italia	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio di Esercizio 2022, ha deliberato il pagamento di Euro 1 per azione ha confermato Renato Pizzolla quale Consigliere di Amministrazione e nominato Monica Mannino Presidente del Collegio Sindacale.
<a href="#">Comunicato Stampa del 04/05/2023</a>	Italia	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- stable outlook ed un senior unsecured rating BBB-.
<a href="#">Comunicato Stampa del 05/05/2023</a>	Spagna	Solare	ERG, tramite la propria controllata ERG Spain HoldCo SLU, ha sottoscritto con IBV Solar Parks, B.V., azienda appartenente al gruppo tedesco ib vogt GmbH, piattaforma globale per lo sviluppo di impianti solari industriali, un accordo per l'acquisizione del 100% di Garnacha Solar S.L., società proprietaria di un parco fotovoltaico situato nella regione di Castilla e León, nel nord-ovest della Spagna. L'impianto, attualmente in avanzata fase di costruzione per una capacità installata di 149 MW, si prevede entrerà in esercizio commerciale entro la fine del 2023. Il valore dell'operazione in termini di enterprise value è di 170 milioni di euro, con un equity value pari a 80,5 milioni di euro. Il closing dell'operazione è previsto entro il terzo trimestre del 2023.
<a href="#">Comunicato Stampa del 09/05/2023</a>	Italia	Eolico Solare	Nuovo accordo di lungo termine tra ERG e TIM per la fornitura di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il contratto prevede l'integrazione del Power Purchase Agreement precedentemente siglato in data 14 maggio 2021 per la fornitura di 340GWh/ anno per 10 anni, con un volume aggiuntivo di 200 GWh annui "baseload" di energia 100% green prodotta da impianti rinnovabili del portafoglio ERG.

## 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 nei primi mesi del 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 **marginale operativo lordo del Wind è previsto sostanzialmente in linea** rispetto al 2022 per effetto del pieno contributo derivante dagli asset consolidati a partire dal 1° agosto 2022 (172 MW), dall'entrata in esercizio nel corso dell'anno 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). Tali maggiori risultati saranno compensati dai minori prezzi di vendita che, oltre al minore scenario prezzi, risentiranno dell'azzeramento dell'incentivo GRIN nel 2023 a seguito degli elevati valori del PUN registrati nel 2022 (43 euro per MWh nel 2022).

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 l'esercizio 2023 un **Margine Operativo Lordo Wind & Solar Italia sostanzialmente in linea** rispetto al 2022

## Estero

Il **marginale operativo lordo Wind è previsto in aumento** 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). Tale maggior risultato è in 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 in corso di acquisizione in Spagna (25 MW), mentre prudenzialmente non si ipotizza alcun contributo in termini di margini operativo lordo dell'ulteriore acquisizione prevista in ingresso a fine anno (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 500 e 550 milioni invariato rispetto al precedente range ed in lieve incremento rispetto al risultato 2022 al netto dell'impatto delle claw back 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 aumento rispetto al range precedente di 400-500 milioni, ed includono il completamento dei parchi entrati in esercizio tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023, le attività di costruzione in corso e gli esborsi attesi per le recenti acquisizioni dei parchi fotovoltaici in Spagna (in parte già stimati nella precedente guidance).

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 aumento rispetto al range precedente di 1.300 e 1.400 per recepire l'incremento degli investimenti ed inclusivo della distribuzione del dividendo ordinario di 1 euro per azione.

Per quanto riguarda il Business termoelettrico, è in corso un processo di vendita 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, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, essendo tra i primi cinque in Italia.

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, relativamente alla cessione del business termoelettrico, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) non ha autorizzato la cessione ritenendo che l'operazione avrebbe dato luogo alla costituzione e al rafforzamento di una posizione dominante in capo al compratore tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza sui mercati rilevanti. A tal proposito, ERG sta già ponendo in essere le attività necessarie ad avviare un nuovo processo competitivo finalizzato all'individuazione di un nuovo acquirente, valutando il percorso alternativo più efficiente per perseguire l'obiettivo strategico del Piano Industriale 2022-2026 di focalizzazione sul core business della produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili attraverso la cessione di ERG Power S.r.l. 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 3.036 MW di capacità installata rinnovabile (2.691 MW eolico, 345 MW solare), opera direttamente ed attraverso le proprie controllate, nelle seguenti Aree Geografiche:

### Italia

Nel paese ERG ha una capacità installata complessiva di 1.440 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 1.265 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 1.596 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 170 MW di potenza installata, di cui 79 MW in Francia e 92 MW in Spagna.

# ORGANI SOCIETARI

---

## CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>6</sup>

Presidente  
EDOARDO GARRONE (*esecutivo*)

Vice Presidente  
ALESSANDRO GARRONE (*esecutivo*<sup>7</sup>)  
GIOVANNI MONDINI (*non esecutivo*)

Amministratore Delegato  
PAOLO LUIGI MERLI

Consiglieri  
LUCA BETTONTE (*non esecutivo*)  
EMANUELA BONADIMAN (*indipendente*<sup>8</sup>)  
ELENA GRIFONI WINTERS (*indipendente*<sup>8</sup>)  
FEDERICA LOLLI (*indipendente*<sup>8</sup>)  
ELISABETTA OLIVERI (*indipendente*<sup>8</sup>)  
MARIO PATERLINI (*indipendente*<sup>8</sup>)  
RENATO PIZZOLLA (*non esecutivo*<sup>9</sup>)

## COLLEGIO SINDACALE<sup>10</sup>

Presidente  
MONICA MANNINO<sup>11</sup>

Sindaci Effettivi  
GIULIA DE MARTINO  
FABRIZIO CAVALLI

**DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)**  
MICHELE PEDEMONTE<sup>12</sup>

**SOCIETÀ DI REVISIONE**  
KPMG S.P.A.<sup>13</sup>

---

<sup>6</sup> Consiglio di Amministrazione nominato in data 26 aprile 2021.

<sup>7</sup> Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

<sup>8</sup> Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Corporate Governance promosso da Borsa Italiana S.p.A.

<sup>9</sup> Confermato in data 26 aprile 2023 e scadente unitamente agli altri componenti del Consiglio di Amministrazione e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023.

---

<sup>10</sup> Collegio Sindacale nominato in data 26 aprile 2022.

<sup>11</sup> Nominata in data 26 aprile 2023, nella carica di Sindaco Effettivo e Presidente del Collegio Sindacale di ERG S.p.A. e scadente unitamente agli altri componenti del Collegio Sindacale e pertanto alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2024.

<sup>12</sup> Nominato in data 26 aprile 2021 contestualmente alla carica di CFO del Gruppo.

<sup>13</sup> Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018 – 2026.

## PROSPETTI CONTABILI E ALTRE INFORMAZIONI

### CONTO ECONOMICO ADJUSTED

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

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

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

(milioni di Euro)	1° trimestre			
		2023	2022	Δ
Ricavi	1	220	215	5
Altri proventi	2	6	1	5
<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>226</b>	<b>217</b>	<b>10</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(4)	(2)	(2)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(43)	(34)	(8)
Costi del lavoro		(12)	(12)	(0)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>167</b>	<b>168</b>	<b>(0)</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(56)	(54)	(2)
<b>Risultato operativo netto</b>		<b>111</b>	<b>114</b>	<b>(3)</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(3)	(6)	3
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0)	0	(0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>108</b>	<b>107</b>	<b>0</b>
Imposte sul reddito	7	(24)	(23)	(0)
<b>Risultato netto attività continue</b>		<b>84</b>	<b>84</b>	<b>(0)</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	8	(6)	5	(11)
<b>Risultato netto di periodo</b>		<b>78</b>	<b>89</b>	<b>(11)</b>
Risultato di azionisti terzi		0	(0)	0
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>78</b>	<b>89</b>	<b>(11)</b>

#### 1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, e a clienti tramite contratti bilaterali. In particolare, l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter"

(OTC) e i Power Purchase Agreements (PPA), contratti di vendita dell'energia di lungo periodo a prezzi prefissati, al momento attivi nell'eolico in Italia, Francia e Regno Unito;

- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione e degli impianti solari.

I **ricavi del primo trimestre 2023** sono pari a 220 milioni, in lieve aumento rispetto al primo trimestre 2022 (215 milioni), principalmente a seguito del pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel secondo semestre 2022, all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e ad inizio del 2023, sostanzialmente compensato dai minori volumi e dai minori prezzi di mercato. Si segnala che i ricavi adjusted non 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 primo trimestre pari a circa 7 milioni.

## 2 - Altri proventi

Gli altri proventi comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio.

## 3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono 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.

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

## 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici ed agli impianti solari. L'incremento del periodo è riconducibile al pieno contributo derivante dalle acquisizioni effettuate in Italia nel corso del secondo semestre 2022 (7 milioni) e all'entrata in esercizio dei parchi sviluppati internamente ed entrati in operatività progressivamente nel corso del secondo semestre 2022 e nel primo trimestre 2023 (3 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati sia dall'allungamento della vita utile degli asset eolici italiani (3 milioni) per effetto dei programmi di Life-Time-Extension che dal raggiunto termine della vita utile di alcune componenti di parchi eolici e fotovoltaici (3 milioni) anche in conseguenza all'avvio di investimenti di *Repowering*.

Si precisa che i valori del primo trimestre 2023 non includono gli ammortamenti legati all'applicazione del principio contabile IFRS 16 per un importo pari a circa 2 milioni, come già commentato alla voce 4.

## 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** del primo trimestre 2023 sono stati pari a 3 milioni, in sensibile diminuzione rispetto al primo trimestre 2022 (6 milioni), principalmente 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 nel primo trimestre 2023 si è attestato all'1,1%, rispetto al 1,3% del primo trimestre 2022, a seguito dei medesimi effetti sopra descritti. Il rendimento della liquidità risulta maggiore di quello del primo trimestre 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 non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di *liability management*:

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

## 7 - Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito adjusted** sono pari a 24 milioni, in linea rispetto ai 23 milioni del primo trimestre 2022. Si ricorda che nel primo trimestre 2022 la voce non includeva l'impatto derivante dal D.L. del 21 marzo 2022 pari a 14 milioni, isolato come *special item*.

Il tax rate del primo trimestre 2023, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 22% (22% nel primo trimestre 2022).

## 8 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute

Il risultato netto delle attività destinate ad essere cedute *adjusted* si riferisce al risultato della società ERG Power S.r.l., pari a -6 milioni; tale importo, rispetto ai dati *reported*, include gli ammortamenti del periodo pari a circa 5 milioni (net tax)<sup>14</sup>. I risultati del CCGT riflettono un margine operativo lordo in sostanziale pareggio a seguito di uno scenario energetico straordinariamente negativo per i margini di generazione a gas ulteriormente peggiorato dalle misure per la massimizzazione della produzione termoelettrica non da gas naturale previste dal D.L. 25 febbraio 2022, n.14 (art. 5bis) e dai successivi Atti di Indirizzo del Ministro della Transizione Ecologica, che esaurisce gli effetti al 1° aprile 2023 e di un fermo macchina straordinario avvenuto nei primi mesi del 2023 e ora risolto.

---

<sup>14</sup> Il risultato adjusted del primo trimestre 2022 (+5 milioni) non teneva conto degli ammortamenti del periodo pari a -5 milioni (net tax).

## 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 31 marzo 2023 che non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 157 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 152 milioni. Si ricorda inoltre 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

31/03/2022	(milioni di Euro)		31/03/2023	31/12/2022
2.849	Capitale immobilizzato	1	3.549	3.540
92	Capitale circolante operativo netto	2	73	97
(4)	Fondi per benefici ai dipendenti		(4)	(4)
332	Altre attività	3	277	381
(531)	Altre passività	4	(638)	(657)
<b>2.738</b>	<b>Capitale investito netto attività continue</b>		<b>3.257</b>	<b>3.357</b>
<b>281</b>	<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>		<b>199</b>	<b>235</b>
<b>3.018</b>	<b>Capitale investito netto</b>		<b>3.456</b>	<b>3.592</b>
2.153	Patrimonio netto di Gruppo		2.183	2.050
10	Patrimonio netto di terzi	5	9	9
890	Indebitamento finanziario netto Attività Continue	6	1.206	1.434
(35)	Indebitamento finanziario netto Discontinued Operations	6	58	98
<b>3.018</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>		<b>3.456</b>	<b>3.592</b>

### 1 - Capitale immobilizzato

(milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2022</b>	<b>1.380</b>	<b>2.120</b>	<b>40</b>	<b>3.540</b>
Investimenti	1	64	(0)	66
Variazioni area di consolidamento	0	0	-	-
Disinvestimenti e altre variazioni	0	0	(1)	(1)
Ammortamenti	(17)	(39)	-	(56)
<b>Capitale immobilizzato al 31/03/2023</b>	<b>1.365</b>	<b>2.145</b>	<b>40</b>	<b>3.549</b>



La riga "Investimenti" si riferisce alle attività di costruzione in Italia per 47 MW *Greenfield* e di *Repowering* sui parchi italiani per circa 193 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 178 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 "Disinvestimenti e altre variazioni" comprende le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi di *main component* e riclassifiche.

## 2 - Capitale circolante operativo netto

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

## 3 - Altre attività

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

## 4 - Altre passività

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

## 5 – Patrimonio Netto di terzi

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

## 6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 157 milioni (157 milioni al 31 dicembre 2022).

### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO ADJUSTED

31/03/2022	(milioni di Euro)	31/03/2023	31/12/2022
1.960	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.915	1.751
(1.070)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(709)	(317)
<b>890</b>	<b>Totale indebitamento attività continue</b>	<b>1.206</b>	<b>1.434</b>
<b>(35)</b>	<b>Totale indebitamento Discontinued Operations</b>	<b>58</b>	<b>98</b>
<b>855</b>	<b>Totale</b>	<b>1.264</b>	<b>1.533</b>

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

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2022	(milioni di Euro)	31/03/2023	31/12/2022
149	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	229	-
1.607	Debiti finanziari a medio-lungo termine	1.595	1.595
<b>1.756</b>	<b>Totale</b>	<b>1.824</b>	<b>1.595</b>
230	Totale Project Financing	106	212
(26)	Quota corrente Project Financing	(15)	(55)
<b>204</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>91</b>	<b>156</b>
<b>1.960</b>	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Attività Continue</b>	<b>1.915</b>	<b>1.751</b>
-	<b>Totale indebitamento finanziario MLT Discontinued Operations</b>	-	-
<b>1.960</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.915</b>	<b>1.751</b>

I **“Finanziamenti bancari a medio-lungo termine”** al 31 marzo 2023 sono pari a 229 milioni e si riferiscono:

- a due *Sustainability linked loans* bilaterali rispettivamente con Crédit Agricole (Ca-cib) (130 milioni) e con CaixaBank (100 milioni) sottoscritti nel primo trimestre 2023.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori a medio lungo termine rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (1,3 milioni).

I **“Debiti finanziari a medio-lungo termine”**, pari a 1.595 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:

- 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 di Euro (della durata di 10 anni a tasso fisso) 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);
- passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (2 milioni).

I debiti per **“Project Financing”** pari a 106 milioni di Euro al 31 marzo 2023 sono relativi a:

- finanziamenti per 87 milioni relativi alla società Andromeda S.r.l.;
- finanziamenti per 19 milioni erogati per la costruzione di parchi eolici.

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

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

31/03/2022	(milioni di Euro)	31/03/2023	31/12/2022
421	Finanziamenti bancari a breve termine	148	296
85	Altri debiti finanziari a breve termine	32	38
<b>506</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>180</b>	<b>334</b>
(894)	Disponibilità liquide <sup>(1)</sup>	(558)	(424)
(625)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(305)	(216)
<b>(1.519)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(863)</b>	<b>(639)</b>
26	Project Financing a breve termine	15	55
(82)	Disponibilità liquide	(41)	(68)
<b>(56)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(26)</b>	<b>(12)</b>
<b>(1.070)</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Attività Continue</b>	<b>(709)</b>	<b>(317)</b>
<b>(35)</b>	<b>Totale indebitamento finanziario BT Discontinued Operations</b>	<b>58</b>	<b>98</b>
<b>(1.105)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(651)</b>	<b>(219)</b>

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

I **finanziamenti bancari a breve termine** comprendono:

- le posizioni a breve termine riferite a linee di finanziamento a breve termine;
- un *Sustainability senior loan* con Mediobanca S.p.A. (150 milioni di Euro) sottoscritto nel primo semestre 2016 e rifinanziato nel quarto trimestre 2021 (prima corporate loan bilaterale), previsto in scadenza entro il primo semestre 2023.

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

- le passività correlate a componenti differite dei corrispettivi di acquisto di assets ed autorizzazioni (12 milioni di Euro);
- i ratei per interessi passivi su Bond e Corporate Loan (13 milioni di Euro);
- i debiti per leasing finanziari riferiti all'acquisizione delle società fotovoltaiche del Gruppo Siena in Italia (6 milioni di Euro).

Le **attività finanziarie a breve termine** includono gli impieghi a breve di liquidità per circa 200 milioni, i depositi a garanzia dell'operatività su strumenti derivati "futures" per circa 5 milioni, le attività derivanti dalla valutazione al *fair value* degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 57 milioni ed i crediti finanziari su strumenti derivati fisici non di copertura per 35 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:

Anno	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2023	2022
537	Margine operativo lordo adjusted	167	168
11	Variazione capitale circolante	100	(55)
<b>548</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>267</b>	<b>112</b>
(307)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(66)	(51)
(638)	Acquisizioni di assets e business combination	-	(96)
1.265	Incasso cessione ERG Hydro	-	1.265
(6)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	1	(1)
(13)	Disinvestimenti e altre variazioni	-	(0)
<b>301</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(65)</b>	<b>1.117</b>
(25)	Proventi (oneri) finanziari	(3)	(6)
(3)	Oneri finanziari chiusura finanziamenti	(4)	(3)
0	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0)	-
<b>47</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(7)</b>	<b>(9)</b>
<b>(92)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>
(139)	Distribuzione dividendi	-	-
26	Altri movimenti di patrimonio netto	36	26
<b>(113)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>36</b>	<b>26</b>
<b>(69)</b>	<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>-</b>	<b>(69)</b>
<b>(104)</b>	<b>Cash Flow Termo</b>	<b>40</b>	<b>18</b>
<b>2.051</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale "Attività continue"</b>	<b>1.533</b>	<b>2.051</b>
(519)	Variazione netta	(269)	(1.196)
<b>1.533</b>	<b>Indebitamento adjusted totale</b>	<b>1.264</b>	<b>855</b>
(98)	(+ PFN Termo)	(58)	35
<b>1.434</b>	<b>Indebitamento adjusted "Attività continue"</b>	<b>1.206</b>	<b>890</b>

Il **Cash Flow operativo** del primo trimestre 2023 è positivo per 267 milioni, in sensibile aumento (155 milioni) rispetto al corrispondente periodo del 2022 (112 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 da investimenti** del primo trimestre 2023 è legato principalmente agli investimenti del periodo (66 milioni) finalizzati allo sviluppo dei parchi eolici in Regno Unito, Francia e Svezia nonché gli sviluppi sui progetti di *Repowering* e *Reblading* in Italia.

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.

# INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

## Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come 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, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;

- Il **Risultato netto attività continue** non include il risultato delle attività destinate ad essere cedute relative ai business termoelettrico ed idroelettrico riclassificato alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute";
- Il **Risultato netto attività continue** è il "Risultato netto attività continue" con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la riclassifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- l'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alle linee guida ESMA 32-382-1138 (Guidelines on Prospectus disclosures) ed il Richiamo di attenzione Consob n. 5/2021, comprendendo la quota non corrente di attività relative agli strumenti finanziari derivati;
- l'**Indebitamento finanziario netto attività continue adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16;
- la **Leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted;
- gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
  - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
  - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei fi-

nanziamenti 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 nel primo trimestre 2023:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS

16, pari a circa 3 milioni;

- l'incremento (circa 157 milioni) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 152 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (2 milione) e maggiori oneri finanziari (2 milione) 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

Anno	(milioni di Euro)	Note	1° trimestre	
			2023	2022
499	<b>Margine operativo lordo Attività continue</b>		<b>164</b>	<b>106</b>
<b>Esclusione Special Items:</b>				
(12)	- Riclassifica IFRS 16	1	(3)	(3)
<b>Italia</b>				
14	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	0	1
1	- Storno accantonamento Fondo Business Dismessi	3	-	-
7	- Storno Clawback Measures	4	1	
<b>East Europe</b>				
28	- Storno Clawback Measures & Windfall tax	4	6	3
537	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		<b>167</b>	<b>168</b>

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno	(milioni di Euro)	Note	1° trimestre	
			2023	2022
(228)	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		<b>(58)</b>	<b>(62)</b>
<b>Esclusione Special Items:</b>				
7	- Riclassifica IFRS 16	1	2	1
0	- Storno oneri correlati a Business dismessi	3	0	-
43	- Storno svalutazione Repowering Wind Italia	5	-	7
(229)	<b>Ammortamenti adjusted</b>		<b>(56)</b>	<b>(54)</b>

## RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2022	(milioni di Euro)	Note	1° trimestre	
			2023	2022
89	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo</b>		77	59
	<b>Esclusione Special Items:</b>			
0	Riclassifica IFRS 16	1	0	-
11	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	0	1
(2)	Esclusione oneri correlati a Business dismessi	3	(2)	0
83	Esclusione impatto Clawback measures, contributo solidarietà e 25% Extraprofiti	4	5	17
31	Esclusione svalutazione Repowering Wind Italia	5	-	5
2	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamenti	6	3	2
(1)	Esclusione imposta sostitutiva Solar Italy	7	-	
3	Esclusione impatto gains/losses on IFRS 9	8	1	1
216	<b>Risultato netto attività continue di Gruppo adjusted</b>		<b>84</b>	<b>84</b>

- Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente paragrafo.
- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente.
- Accantonamenti correlati a poste straordinarie sui Business dismessi dal Gruppo. Nel primo trimestre 2023 l'importo si riferisce all'aggiustamento prezzo relativo alla cessione del nucleo idroelettrico di Terni.
- Impatto *Clawback Measures & Windfall tax*.
- 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 nel primo trimestre 2023 di oneri finanziari netti per circa 1 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico *adjusted* gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.



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

### Conto Economico 1° trimestre 2023

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Riclassifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto Economico adjusted
Ricavi	213	-	-	7	220
Altri proventi	6	-	-	-	6
<b>Ricavi totali</b>	<b>220</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>226</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(4)	-	-	-	(4)
Costi per servizi e altri costi operativi	(39)	(3)	-	0	(43)
Costi del lavoro	(12)	-	-	-	(12)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>164</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>167</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(58)	2	-	-	(56)
<b>Risultato operativo</b>	<b>106</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>111</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(9)	2	1	4	(3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	2	-	-	(2)	(0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>98</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>108</b>
Imposte sul reddito	(21)	-	(0)	(2)	(24)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>77</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>84</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute	(1)	-	-	(5)	(6)
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>76</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>78</b>
Risultato di azionisti terzi	0	-	-	-	0
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>76</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>78</b>

### Stato Patrimoniale riclassificato al 31 marzo 2022

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.365	-	1.365
Immobilizzazioni materiali	2.299	(154)	2.145
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	40	-	40
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.703</b>	<b>(154)</b>	<b>3.549</b>
Rimanenze	17	-	17
Crediti commerciali	153	-	153
Debiti commerciali	(97)	-	(97)
Debiti verso erario per accise	0	-	0
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>73</b>	<b>-</b>	<b>73</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(4)	-	(4)
Altre attività	275	2	277
Altre passività	(638)	-	(638)
<b>Capitale investito netto attività continue</b>	<b>3.408</b>	<b>(152)</b>	<b>3.257</b>
<b>Capitale investito netto attività destinate ad essere cedute</b>	<b>199</b>	<b>-</b>	<b>199</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.607</b>	<b>(152)</b>	<b>3.456</b>
Patrimonio netto Gruppo	2.177	5	2.183
Patrimonio netto di terzi	9	-	9
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.363	(157)	1.206
Indebitamento finanziario netto attività destinate ad essere cedute	58	-	58
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.607</b>	<b>(152)</b>	<b>3.456</b>



## Press Release

## The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the consolidated results for the first quarter of 2023

*Adjusted consolidated EBITDA (gross clawback)<sup>1</sup>: EUR 167 million, EUR 168 million in the first quarter of 2022*

*Adjusted profit (loss) from continuing operations (gross clawback)<sup>1</sup>: EUR 84 million, EUR 84 million in the first quarter of 2022*

*Guidance confirmed, EBITDA between EUR 500 and EUR 550 million*

- **Solid results in the first quarter** - Results in line with the same period of 2022 thanks to the full contribution derived from the acquisitions made in the second half of 2022 and the gradual entry into operation of wind farms developed internally in Italy and abroad (526 MW), which offset a strong downward price scenario compared to 2022.
- **The RES Portfolio continues to grow** – The 149 MWp solar power plant under construction in Spain was acquired and the Creag Riabhach wind farm in Scotland became operational, with an installed capacity of 92.4 MW.
- **PPA** – As part of the strategic objective of stabilisation EBITDA, 2.9 TWh of green energy secured through a PPA signed with EssilorLuxottica Furthermore, signed a volume increase of the pre-existing PPA with TIM in Italy, updating the economic terms. The solar plant acquired in Spain will be secured through a PPA with a leading corporate counterpart.
- **Financial strategy** – Fitch affirmed ERG S.p.A.'s Long-Term Issuer Default Rating (IDR) and senior unsecured rating at BBB- with a stable outlook, reflecting the solidity of the Group's business model and its renewable portfolio. New loans for a total of EUR 330 million to cover the 2023 maturities and the early repayment of project financing; the loans benefit for a 75% from forward interest rate hedges just over 0%.

---

<sup>1</sup> In order to facilitate an understanding of the operating segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items): these results are indicated with the term "adjusted". A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section of this document. For the sake of clarity, in line with what was already stated during the 2022 financial year, in this document the adjusted results (gross clawback), unless otherwise indicated, are represented gross of the effects of the transitional measures (clawback measures), isolated as special items.

- **ESG** - The success of the Group's ESG strategy is confirmed with the assignment by Sustainalytics of a 'Low Risk' Rating, which enhances the Group's risk profile, and the confirmation of its presence in the Bloomberg Gender Equality Index. ERG was included in the "Global 100 Most Sustainable Corporations in the World" of Corporate Knights, ranking first among the Italian companies.
- **2023 Guidance** - EBITDA guidance for 2023 is confirmed in the range between EUR 500 and 550 million, net of clawbacks. Following the acquisition in Spain, investments are expected to rise in the range between EUR 500 and EUR 600 million (compared to the previous EUR 400-500), as a result of which debt is up and currently stands in the range of EUR 1,400 to EUR 1,500 million.

**Genoa, 12 May 2023** – The Board of Directors of ERG S.p.A., in its meeting yesterday, approved the consolidated results for the first quarter of 2023.

Paolo Luigi Merli, Chief Executive Officer of ERG, commented:

*"Amid a still volatile and uncertain environment, ERG is demonstrating its industrial and financial resilience and reports results in line with the previous year, notwithstanding a strong downward price scenario, thanks to the full contribution of new capacity, both as a result of acquisitions and organic development. ERG also remained committed to its path of technological and geographical diversification with the acquisition of the Garnacha solar power plant in Spain, the largest in terms of capacity in the Group's renewable portfolio. The path towards the strategic target of 85-90% of the Group's stabilised EBITDA also continues with the signing of two important PPAs in Italy with leading Corporate counterparties that allow us to optimise the risk profile in the management of the renewable portfolio. Our infrastructural model was also recognised by Fitch, which affirmed the BBB-investment-grade rating, highlighting the solidity of ERG's business model".*

## REGULATORY MEASURES TO CURB ENERGY PRICE RISES (CLAWBACK MEASURE 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 application of these measures resulted in refunds with a negative impact in the quarter of approximately EUR 7 million on EBITDA (EUR 5 million on the net profit from continuing operations).

For the sake of clarity, in line with what was already stated during the 2022 financial year, in this document the adjusted results are shown gross of these charges, isolated as special items (gross clawback) given the extraordinary and temporary nature of the relevant rules.

The table below summarises the different impacts of the aforementioned measures on EBITDA and net profit:

Year 2022	(EUR million)	1st quarter 2023	1st quarter 2022	Delta
<b>537</b>	<b>EBITDA (GROSS CLAWBACK)</b>	<b>167</b>	<b>168</b>	<b>(0)</b>
<b>35</b>	<b>(-) clawback measures</b>	7	3	3
7	<i>Italy</i>	1	-	1
7	<i>France</i>	2	-	2
2	<i>Germany</i>	-	-	-
19	<i>East Europe</i>	4	3	1
<b>502</b>	<b>EBITDA (NET CLAWBACK)</b>	<b>161</b>	<b>165</b>	<b>(5)</b>
<b>216</b>	<b>NET PROFIT (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS (GROSS CLAWBACK)</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	<b>(0)</b>
83	<b>(-) clawback measures <sup>(1)</sup></b>	5	17	(12)
61	<i>Italy</i>	0	14	(13)
5	<i>France</i>	2	-	2
2	<i>Germany</i>	-	-	-
16	<i>East Europe</i>	3	3	0
<b>133</b>	<b>NET PROFIT (LOSS) FROM CONTINUING OPERATIONS (NET CLAWBACK)</b>	<b>78</b>	<b>67</b>	<b>11</b>

(1) The first quarter 2022 included windfall taxes measures recognised in income tax deriving from the Italian Decree Law of 21 March 2022 for EUR 14 million.

## HIGHLIGHTS

Adjusted <sup>(2)</sup> Year	(EUR million)	Reported <sup>(1)</sup> 1st quarter		Adjusted <sup>(2)</sup> 1st quarter	
		2023	2022	2023	2022
<b>ADJUSTED MAIN INCOME STATEMENT FIGURES <sup>(2)</sup></b>					
749	Revenue	213	215	220	215
537	EBITDA (gross clawback) <sup>(3)</sup>	164	166	167	168
502	EBITDA (net clawback) <sup>(4)</sup>	164	166	161	165
308	Operating profit (EBIT)	106	104	111	114
216	Net profit (loss) from continuing operations (gross clawback) <sup>(3)</sup>	77	59	84	84
133	Net profit (loss) from continuing operations (net clawback) <sup>(4)</sup>	77	59	78	67
236	Net profit	76	388	78	89
232	of which profit attributable to owners of the parent	76	388	78	89
<b>ADJUSTED MAIN FINANCIAL FIGURES <sup>(2)</sup></b>					
3.357	Net invested capital of continuing operations <sup>(5)</sup>	3,408	2,871	3,257	2,738
2.059	Equity	2,187	2,160	2,192	2,163
1.434	Net financial indebtedness of continuing operations <sup>(5)</sup>	1,363	1,027	1,206	890
212	of which non recourse Project Financing <sup>(6)</sup>	106	230	106	230
41%	Financial leverage	38%	32%	35%	29%
72%	EBITDA Margin %	77%	77%	76%	78%

(1) Reported economic indicators are calculated on the basis of the Financial Statements and include special items and related theoretical taxes.

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

(3) The figure does not include the effects of the transitional measures (clawback) introduced during 2022 in various countries. The impact on EBITDA of refunds is estimated at EUR 7 million in the first quarter of 2023 (EUR 3 million in the first quarter of 2022), while on the Net profit from continuing operations it amounted to EUR 5 million in the first quarter of 2023 (EUR 17 million in the first quarter of 2022).

(4) The figure includes the effects of the transitional measures (clawback) introduced in 2022 in various countries, the impacts of which are indicated in the previous note.

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

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

Year 2022			1° trimestre	
			2023	2022
<b>OPERATING DATA</b>				
<b>2,944</b>	<b>Total installed capacity at the end of the period</b>	MW	<b>3,036</b>	<b>2,509</b>
<b>4,956</b>	<b>Total electricity output</b>	GWh	<b>1,780</b>	<b>1,538</b>
1,440	<i>Installed capacity at the end of the period – Italy</i>	MW	1,440	1,234
2,312	<i>Electricity output – Italy</i>	GWh	784	706
600	<i>Installed capacity at the end of the period – France</i>	MW	600	581
1,076	<i>Electricity output – France</i>	GWh	396	322
327	<i>Installed capacity at the end of the period – Germany</i>	MW	327	327
556	<i>Electricity output – Germany</i>	GWh	203	207
219	<i>Installed capacity at the end of the period – UK &amp; Nordics</i>	MW	311	70
226	<i>Electricity output – UK &amp; Nordics</i>	GWh	132	66
92	<i>Installed capacity at the end of the period – Spain</i>	MW	92	92
171	<i>Electricity output – Spain</i>	GWh	35	27
266	<i>Installed capacity at the end of the period – East Europe</i>	MW	266	206
615	<i>Electricity output – East Europe</i>	GWh	230	209
<b>946</b>	<b>Capital expenditure <sup>(7)</sup></b>	EUR million	<b>66</b>	<b>146</b>
<b>573</b>	<b>Employees at the end of the period <sup>(8)</sup></b>	Units	<b>589</b>	<b>564</b>
<b>NET UNIT REVENUE <sup>(9)</sup></b>				
134	Italy – Wind	EUR/MWh	116	124
346	Italy – Solar	EUR/MWh	339	333
98	France – Wind	EUR/MWh	99	86
96	France – Solar	EUR/MWh	94	100
172	Germany – Wind	EUR/MWh	152	146
150	UK & Nordics – Wind	EUR/MWh	83	195
126	Spain – Solar	EUR/MWh	143	168
169	East Europe – Wind	EUR/MWh	116	171

(7) In property, plant and equipment and intangible assets. The figure for the first quarter of 2022 also included investments relating to Merger & Acquisition transactions amounting to EUR 96 million following the acquisition of two photovoltaic farms in Spain (92 MW).

(8) The number of employees does not include the people dedicated to ensuring the operation of the CCGT cogeneration plant.

(9) Net unit revenue (expressed gross 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

As reported in the paragraph "**Regulatory measures to curb energy price rises (clawback measure and windfall tax)**", in this document, in line with what was already stated during the year 2022, the adjusted results of the Group do not include the effects of the transitional measures (clawback measures), introduced in several countries in order to counter the increase in electricity prices, which, in the first quarter of 2023, led to refunds with a negative impact estimated at around EUR 7 million on EBITDA and approximately EUR 5 million on the net profit (loss) from continuing operations.

In the first quarter of 2023, adjusted revenues amounted to EUR 220 million, up slightly compared to the first quarter of 2022 (EUR 215 million), mainly as a result of the full contribution deriving from the acquisitions made in Italy in the second half of 2022, and the entry into operation of the wind farms developed internally and gradually becoming operational during the second half of 2022 and at the beginning of 2023, substantially offset by lower market prices.

Production amounted to 1.78 TWh, up 0.24 TWh compared to 2022 (+16%), thanks to the contribution of the new wind farms which more than offset the lower production due to the poor wind conditions recorded in the period compared to the very positive conditions in the same period of 2022. The quarter was characterised by significantly lower market prices compared to the particularly high prices of 2022, which only partly affected the results as the group adopts a hedging policy involving sales through fixed rates, PPAs under pre-established conditions and financial agreements.

**Adjusted EBITDA (gross of clawbacks)**<sup>2</sup>, net of special items, stood at EUR 167 million, in line compared to EUR 168 million recorded in the first quarter of 2022. In summary:

It should be noted that the **adjusted EBITDA (net of clawbacks)**<sup>3</sup> amounted to EUR 161 million in the first quarter of 2023 (EUR 165 million in the first quarter of 2022).

### ITALY

- **Wind:** EBITDA of EUR 69 million, in line with the first quarter of 2022 (EUR 69 million) due to the acquisition of wind farms in the second half of 2022 (+126 GWh) offset by the lower wind speeds experienced and the lower market prices captured, in particular due to the elimination of the incentive value (equivalent to EUR 43 per MWh

<sup>2</sup> 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 EUR 7 million.

<sup>3</sup> Inclusive of the effects of the transitional measures (clawback measures).

in 2022). Output amounted to 738 GWh in the first quarter of 2023 compared to 661 GWh in the first quarter of 2022, mainly due to the consolidation scope.

- **Solar:** EBITDA of EUR 13 million, in line with the first quarter of 2022 (EUR 13 million) due to the acquisition of photovoltaic farms in the second half of 2022 (+8 GWh) offset by lower irradiation recorded in the quarter. Output amounted to 46 GWh in the first quarter of 2023 compared to 45 GWh in the first quarter of 2022.

## ABROAD

- **Wind:** EBITDA of EUR 86 million, substantially in line with the first quarter of 2022 (EUR 87 million) mainly due to the contribution of 321 MW of new capacity deriving from the farms built internally in 2022 and in the first few months of 2023 offset by the lower wind speeds recorded compared to the particularly high speeds recorded in the first quarter of 2022 and by the lower market prices captured in some geographic areas. Output amounted to 944 GWh in the first quarter of 2023 compared to 787 GWh in the first quarter of 2022, mainly due to the consolidation scope.
- **Solar:** EBITDA of EUR 5 million, in line with the first quarter of 2022 (EUR 5 million), due to better irradiation in Spain, offset by lower market prices captured. Output amounted to 97 GWh in the first quarter of 2023 compared to 90 GWh in the first quarter of 2022.

Overall, the scope effect linked to the new operating MW is EUR 25 million due to the full contribution of the new plants that entered into operation, as well as the acquisitions carried out in 2022.

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 111 million (EUR 114 million in the first quarter of 2022) after depreciation and amortisation of EUR 56 million, up slightly compared to the first quarter of 2022 (EUR 54 million) mainly as a result of the full contribution deriving from acquisitions carried out in Italy during the second half of 2022 (EUR 7 million) and the entry into operation of the wind farms developed internally and gradually becoming operational during the second half of 2022 and in the first quarter of 2023 (EUR 3 million). These effects were partially offset by both the extension of the useful life of Italian wind power assets (EUR 3 million) as a result of the Life-Time-Extension programmes and the end of the useful life of some wind farm and photovoltaic components (EUR 3 million) also as a result of the start of Repowering investments.

**Adjusted net profit (loss) from continuing operations (gross of clawbacks)** amounted to EUR 84 million, in line with the first quarter of 2022 (EUR 84 million) in view of the already commented operating results and lower financial charges, which decreased as a result of the improved remuneration of Group liquidity resulting from the trend in interest rates.



It should be noted that the **adjusted net result from continuing operations (net clawback)**<sup>4</sup> amounted to EUR 78 million in the first quarter of 2023 (EUR 67 million in the first quarter of 2022). The item includes the impact (EUR -5 million, net of the related taxes) of the regulations relating to the application of the price cap in Europe (clawback measures). These extraordinary measures had an impact of EUR 17 million in the first quarter of 2022, including clawbacks of EUR 3 million and windfall taxes of EUR 14 million. These extraordinary and temporary items were isolated as special items.

**Adjusted profit attributable to the owners of the parent**, also including the contribution of ERG Power S.r.l., owner of the CCGT plant recognised in discontinued operations in accordance with IFRS 5 rules, amounted to EUR 78 million, down compared to the result for the first quarter of 2022 (EUR 89 million).

The Group's net result amounted to EUR 76 million, down compared to EUR 388 million in the first quarter of 2022, which included the net capital gain recognised following the sale of the Terni hydroelectric complex (equal to approximately EUR 324 million). The result for the first quarter of 2023 includes the costs related to the liability management operations carried out in the first quarter of 2023 (equal to approximately EUR 4 million), the aforementioned effects related to urgent tax measures to contain energy prices (clawback), (equal to EUR 0.4 million in Italy and EUR 5 million abroad), as well as the gain related to the price adjustment of the sale of the Terni hydroelectric complex (EUR 2 million) and the contribution of ERG Power S.r.l., owner of the CCGT plant, reclassified under "Assets held for sale".

In the first quarter of 2023, **capital expenditure** amounted to EUR 66 million (EUR 146 million in the first quarter of 2022) and refer mainly to **investments in property, plant and equipment and intangible assets** related to construction activities in Italy for 47 MW Greenfield and Repowering on Italian farms for approximately 193 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 and Sweden for 62 MW. The construction of two Greenfield farms in France for 50 MW has also been started.

**Adjusted net financial indebtedness of "continuing operations"** totalled **EUR 1,206 million**, down significantly (EUR -228 million) compared to 31 December 2022 (EUR 1,434 million). The change mainly reflects the positive cash flow for the period (EUR 260 million<sup>5</sup>), which includes the collection following the financial settlement of some hedging derivatives, partly offset by investments in the period (EUR 66 million) mainly linked to the development on the Repowering projects in Italy, the development of wind farms in France.

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 40 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 157 million at 31 March 2023.

<sup>4</sup> Inclusive of the effects of the transitional measures (clawback measures).

<sup>5</sup> 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 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 quarter of 2023 are the same as those adopted in preparing the 2022 Annual Financial Report to which reference is made.

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

### Operating segments

Starting from 2022, following the significant Asset Rotation process launched in 2021 with the sale of the hydroelectric business and which will be completed with the probable sale of the thermoelectric business in 2023, the operating results are presented and commented on with reference to the various geographical segments in which ERG operates, in line with the internal methods for measuring the Group's results, and in line with the 2022-2026 Business Plan approved by the Board of Directors on 14 March 2022, aimed at reinvesting the resources deriving from divestments and focusing on the growth strategy in Wind & Solar by means of a policy of geographical and technological diversification. It should be noted that the results, shown by geographical area, 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 shown with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted results". "Reported results" are also defined as results that include significant income components of an exceptional nature (special items).

A definition of the indicators and the reconciliation of the amounts involved are provided in the "Alternative Performance Indicators" section.

### Agreement for the sale of the Thermoelectric Business

In the first half of 2021, the ERG Group assessed the possibility of a potential asset rotation of the thermoelectric plants to aid in further accelerating the growth and development of its business model. Following the close of the first half of 2021, bids from interested operators were received in early July 2021. Having read the market indications, the Group continued the process of assessing the potential sale of the thermoelectric plant which, at 31 December 2021 (Reporting Date of the 2021 Financial Statements), was still being finalised. However, the thermoelectric plant was not yet available for immediate sale in its current condition at the said Reporting Date.

During 2022, following the in-depth analysis carried out, Group management began negotiations for the sale of the thermoelectric plant, signing an agreement on 9 February with Enel Produzione S.p.A. for the sale of the entire capital of ERG Power S.r.l.

On 23 September 2022, the Italian Antitrust Authority (AGCM) refused authorisation for the aforementioned transaction. Specifically, as a result of the preliminary investigation carried out during the preceding months the AGCM considered that the transaction would have given rise to the establishment and strengthening of a dominant position with regard to the buyer such as to substantially or indefinitely eliminate or reduce competition in the relevant markets.

The AGCM's non-approval of the transaction thus rendered invalid the agreements signed by ERG Power Generation S.p.A. and Enel Produzione S.p.A. for the sale of the equity investment in ERG Power S.r.l. due to the non-fulfilment of one of the conditions necessary for closing.

ERG has therefore put in place, starting from the end of 2022, the activities necessary to launch a new competitive process aimed at identifying a new buyer, evaluating the most efficient alternative path. In consideration of the above, in this Document the result of ERG Power was therefore recorded in the line "Net profit (loss) from assets held for sale" 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 continued to be met.

### 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 may 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 12 May 2023, is available to the public on the Company's website ([www.erg.eu](http://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](http://www.emarketstorage.com)).

**Contacts:**

**Emanuela Delucchi** Chief ESG, IR & Communication Officer – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu)

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

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

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

## PERFORMANCE BY COUNTRY

Year 2022	(EUR million)	1st quarter		
		2023	2022	Δ
<b>ADJUSTED REVENUE</b>				
372	Italy	105	99	6
376	Abroad	115	115	(0)
105	France	39	28	11
96	Germany	31	30	1
34	UK & Nordics	11	13	(2)
22	Spain	5	5	1
119	East Europe	28	39	(11)
34	Corporate	8	9	(1)
(33)	Intra-segment revenue	(8)	(7)	(0)
749	Total adjusted revenue	220	215	5
<b>ADJUSTED EBITDA</b>				
295	Italy	82	82	0
267	Abroad	90	91	(1)
63	France	29	18	10
72	Germany	28	25	3
24	UK & Nordics	8	12	(4)
18	Spain	4	4	0
90	East Europe	23	33	(10)
(25)	Corporate	(5)	(6)	1
537	Adjusted EBITDA	167	168	(0)
<b>ADJUSTED AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES</b>				
(127)	Italy	(30)	(29)	(1)
(98)	Abroad	(26)	(24)	(2)
(46)	France	(12)	(11)	(0)
(28)	Germany	(7)	(7)	0
(4)	UK & Nordics	(2)	(1)	(2)
(4)	Spain	(1)	(1)	(0)
(15)	East Europe	(4)	(4)	(1)
(3)	Corporate	(1)	(1)	1
(229)	Adjusted amortisation, depreciation and impairment losses	(56)	(54)	(2)

Year 2022	(EUR million)	1st quarter		
		2023	2022	Δ
<b>ADJUSTED EBIT</b>				
167	Italy	53	53	(1)
170	Abroad	64	68	(3)
16	France	17	7	10
45	Germany	21	18	3
19	UK & Nordics	5	11	(6)
14	Spain	3	3	0
75	East Europe	18	29	(11)
(28)	Corporate	(6)	(7)	1
308	Adjusted EBIT	111	114	(3)
<b>CAPITAL EXPENDITURE <sup>(1)</sup></b>				
653	Italy	39	21	19
290	Abroad	26	125	(99)
11	France	11	5	6
1	Germany	-	0	(0)
159	UK & Nordics	16	18	(2)
100	Spain	-	96	(96)
20	East Europe	-	6	(6)
3	Corporate	0	0	0
946	Total capital expenditure	66	146	(80)

(1) Includes investments in property, plant and equipment and intangible assets and M&A investments (EUR 96 million in the first quarter of 2022).

## REFERENCE MARKET

### PRICE SCENARIO

Year 2022		1st quarter	
		2023	2022
<b>Base load price scenario (EUR/MWh)</b>			
<b>Italy</b>			
304	Single National Price <sup>(1)</sup>	157	249
43	Feed-In Premium (FIP) (former Green Certificates) – Italy	0	43
121	TTF	55	96
80	CO <sub>2</sub>	87	82
<b>Abroad</b>			
276	France	130	232
235	Germany	115	185
207	Poland	176	189
167	of which Electricity	130	135
40	of which Certificates of Origin	47	54
253	Bulgaria	129	210
295	Romania	158	249
265	of which Electricity	129	219
29	of which Green Certificate	29	29
226	Northern Ireland	155	225
241	Great Britain	144	240
168	Spain	96	229
152	Sweden SE4	89	111

(1) Single National Price: Italian electricity reference price

### ITALY

The ERG Group operates in Italy through its companies that own wind and solar farms. Aside from the availability of plants, the performance of each wind farm is influenced by the wind speed profile of the site on which the farm is located, by the sale price of electricity, which can vary in relation to the geographical areas where the plants are located, by the incentive systems for renewable energy sources and by the regulations of organised energy markets. ERG is active in the generation of electricity in Italy, with an installed capacity of 1,265 MW in wind and 175 MW in solar.

Compared to the first quarter of 2022, the installed capacity in Italy has increased by 206 MW.

Year		1st quarter		Δ
		2023	2022	
2022				
<b>Operating Results</b>				
1,440	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	1,440	1,234	206
1,265	Wind	1,265	1,093	172
175	Solar	175	141	34
2,312	Output (GWh)	784	706	78
2,062	Wind	738	661	77
250	Solar	46	45	1
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
20%	Wind	27%	28%	-1%
18%	Solar	12%	15%	-3%
157	Net unit revenue (EUR/MWh)	0	138	(138)
134	Wind	116	124	(8)
346	Solar	339	333	6

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

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

In the **first quarter of 2023**, electricity output in Italy amounted to 784 GWh, of which 738 GWh from wind power and 46 GWh from photovoltaic plants, up compared to the same period in 2022 (706 GWh, of which 661 GWh from wind power and 45 GWh from solar power), thanks to the consolidation of the wind and photovoltaic farms acquired during 2022 (+126 GWh from wind power and +8 GWh from solar power) as a result of both lower wind speeds and lower radiation.

Year	(EUR million)	1st quarter		Δ
		2023	2022	
2022				
<b>Operating results</b>				
372	Adjusted revenue	105	99	6
284	Wind	89	84	5
87	Solar	16	15	1
295	Adjusted EBITDA	82	82	0
218	Wind	69	69	0
77	Solar	13	13	(0)
(127)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(30)	(29)	(1)
(82)	Wind	(17)	(19)	1
(45)	Solar	(12)	(10)	(2)
167	Adjusted EBIT	53	53	(1)
136	Wind	52	50	1
32	Solar	1	3	(2)
653	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	39	21	19
522	Wind	38	20	19
131	Solar	1	1	(0)
79%	EBITDA MARGIN % <sup>(1)</sup>	78%	83%	-5%
77%	Wind	78%	82%	-5%
88%	Solar	82%	87%	-5%

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

**Revenues recorded in the first quarter of 2023** were up due to the full scope deriving from the acquisitions made in 2022 (+206 MW, of which 172 MW in wind and 34 MW in solar), partly offset by lower wind and photovoltaic production in Italy and the unit value of the GRIN incentive, which in 2023 was zero compared to 43 EUR/MWh in 2022. The lower market prices are mitigated by hedges carried out in line with the group's risk policies.

In light of the above, for ERG the net unit revenue from wind power in Italy, considering the sale value of energy, including the value of incentives (former green certificates) and hedges as well as other minor components, was equal to 116 EUR/MWh (124 EUR/MWh in the first quarter of 2022).

Net unit revenue relating to photovoltaic plants amounted to 339 EUR/MWh (333 EUR/MWh in the first quarter of 2022).

**Adjusted EBITDA** in Italy for the **first quarter of 2023** amounted to EUR 82 million, in line with the first quarter of 2022 (EUR 82 million), for the same reasons relating to revenue.

Amortisation and depreciation for the period are substantially in line with the first quarter of 2022, mainly as a result of the full contribution deriving from the acquisitions made in Italy during the second half of 2022 (EUR 7 million). These effects were partially offset by both the extension of the useful life of Italian wind power assets (EUR 3 million) as a result of the Life-Time-Extension programmes and the end of the useful life of some wind farm and photovoltaic components (EUR 3 million) also as a result of the start of Repowering investments.

## Capital expenditure

Capital expenditure in the **first quarter of 2023 (EUR 39 million)** mainly refers to the start of construction of the Roccapalumba plant (47 MW) and to the repowering activities (143 MW) on the Camporeale, Partinico-Monreale, Mineo-Militello and Vizzini plants in addition to the usual maintenance aimed at further increasing the efficiency of the plants. In Solar, the Revamping and Repowering 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.

The Group 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), UK & Nordics (311 MW), Poland (142 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).

In addition, ERG operates in France and Spain in the generation of electricity from solar sources with 170 MW of installed capacity, of which 79 MW in France and 92 MW in Spain.

Compared to the first quarter of 2022, the installed capacity abroad increased by 321 MW.



## France

Year 2022		1st quarter		Δ
		2023	2022	
<b>Operating Results</b>				
600	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	600	581	20
522	Wind	522	502	20
79	Solar	79	79	0
1,076	Output (GWh)	396	322	73
982	Wind	379	305	74
94	Solar	17	17	(1)
<b>Load Factor % <sup>(2)</sup></b>				
22%	Wind	34%	28%	0
14%	Solar	10%	10%	0%
98	Net unit revenue (EUR/MWh)	7	87	(80)
98	Wind	99	86	13
96	Solar	94	100	(6)

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

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

In the **first quarter of 2023**, electricity output in France amounted to 396 GWh, of which 379 GWh from wind power and 17 GWh from photovoltaic plants, up compared to the same period in 2022 (322 GWh) mainly due to the higher wind levels recorded, in addition to the scope effect (+21 GWh) resulting from the full contribution from the commissioning of a 20 MW internally developed farm.

Year 2022	(EUR million)	1st quarter		Δ
		2023	2022	
<b>Operating results</b>				
105	Adjusted revenue	39	28	11
96	Wind	37	26	11
9	Solar	2	2	(0)
63	Adjusted EBITDA	29	18	10
58	Wind	28	18	10
5	Solar	1	1	(0)
(46)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(12)	(11)	(0)
(42)	Wind	(11)	(10)	(0)
(4)	Solar	(1)	(1)	(0)
16	Adjusted EBIT	17	7	10
16	Wind	17	7	10
1	Solar	(1)	(0)	(0)
11	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	11	5	6
11	Wind	11	5	6
0	Solar	0	0	0
59%	EBITDA Margin % (1)	73%	65%	8%
60%	Wind	75%	67%	8%
55%	Solar	37%	41%	-5%

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

**Revenues** recorded in the **first quarter of 2023** amounted to EUR 39 million, up compared to the same period of 2022 (EUR 28 million) due to the higher volumes recorded, in addition to the change in the scope of consolidation mentioned above.

The net unit revenue from wind power in France of EUR 99/MWh was slightly higher than in the same period of 2022 (EUR 86/MWh) due to the inflation adjustment of fixed sales tariffs, while the net unit revenue of photovoltaic plants totalled EUR 94/MWh.

The **adjusted EBITDA** in France in the **first quarter of 2023** amounted to EUR 29 million, an increase compared to the first quarter of 2022 (EUR 18 million), for the same reasons linked to revenue.

## Capital expenditure

Capital expenditure in the **first quarter of 2023 (EUR 11 million)** mainly refers to the start of development and construction activities for new wind farms (50 MW) to be commissioned between the end of 2024 and early 2025.

## Germany – Wind

Year 2022		1st quarter		Δ
		2023	2022	
	<b>Operating Results</b>			
327	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	327	327	-
556	Output (GWh)	203	207	(5)
19%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	29%	29%	-1%
172	Net unit revenue (EUR/MWh)	152	146	6

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

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

In the **first quarter of 2023, electricity output** in Germany amounted to 203 GWh, a slight decrease compared to the same period in 2022 (207 GWh) due to the lower wind levels experienced compared to the above-average wind conditions in 2022.

Year 2022	(EUR million)	1st quarter		Δ
		2023	2022	
	<b>Operating results</b>			
96	Adjusted revenue	31	30	1
72	Adjusted EBITDA	28	25	3
(28)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(7)	(7)	0
45	Adjusted EBIT	21	18	3
1	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	0	0	(0)
75%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	89%	83%	6%

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

**Revenues** recorded in the first quarter of 2023 amounted to EUR 31 million, up slightly compared to the same period of 2022 (EUR 30 million), due to the hedging policies adopted, which make it possible to capture high prices despite the reduction in energy sale prices on the market.

Net unit revenue from wind power Germany, equal to EUR 152/MWh, was up compared to the first quarter of 2022 (EUR 146/MWh) due to the hedging policies adopted by the group, which makes it possible to counteract the reduction in market prices.

The **adjusted EBITDA** in Germany in the **first quarter** of **2023** amounted to EUR 28 million, an increase compared to the first quarter of 2022 (EUR 25 million), for the same reasons linked to revenue.

## UK & Nordics - Wind

Year 2022		1st quarter		Δ
		2023	2022	
	<b>Operating Results</b>			
219	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	311	70	241
226	Output (GWh)	132	66	66
33%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	25%	43%	-19%
150	Net unit revenue (EUR/MWh)	83	195	(111)

(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 **first quarter of 2023**, **electricity output** in the UK and the first output in Sweden amounted to 132 GWh, an increase compared to the same period of 2022 (66 GWh), and refer to the contribution deriving from the wind farms developed internally and entered into operation between the end of 2022 and the beginning of 2023 (241 MW). It should be noted, for a better understanding of the Load Factor trend, that all of the aforementioned new wind farms during the period were in a commissioning or production ramp-up phase.

Year 2022	(EUR million)	1st quarter		Δ
		2023	2022	
	<b>Operating results</b>			
34	Adjusted revenue	11	13	(2)
24	Adjusted EBITDA	8	11	(4)
(4)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(2)	(1)	(2)
19	Adjusted EBIT	5	11	(6)
159	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	16	18	(2)
70%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	68%	90%	-22%

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

**Revenues** recorded in the **first quarter of 2023** amounted to EUR 11 million, down compared to the same period of 2022 (EUR 13 million), with net unit revenues amounting to EUR 83/MWh, down compared to the first quarter of 2022

(EUR 195/MWh), which had benefited from market prices significantly higher than the current ones, due to the sale in 2023 through PPAs at fixed prices.

**Adjusted EBITDA** in the UK & Nordics area in the **first quarter** of **2023** amounted to EUR 8 million, for the same reasons linked to revenue.

## Capital expenditure

Investments in the UK & Nordics area in the first quarter of 2023 refer to the completion of the construction activities of the wind farms in Scotland for approximately 179 MW and in Sweden for 62 MW.

## Spain - Solar

Year		1st quarter		Δ
		2023	2022	
	<b>Operating Results</b>			
92	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	92	92	0
171	Output (GWh)	35	27	8
21%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	18%	14%	4%
126	Net unit revenue (EUR/MWh)	143	168	(25)

(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 **first quarter of 2023**, **electricity output** in Spain amounted to 35 GWh, up compared to the output recorded in the same period of 2022 due to better irradiation.

Year	(EUR million)	1st quarter		Δ
		2023	2022	
	<b>Operating results</b>			
22	Adjusted revenue	5	5	1
18	Adjusted EBITDA	4	4	0
(4)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(1)	(1)	(0)
14	Adjusted EBIT	3	3	0
100	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	0	96	(96)
84%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	78%	84%	-6%

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

**Revenues** recorded in the **first quarter of 2023** amounted to EUR 5 million and were in line with the previous year, with net unit revenues amounting to EUR 143/MWh, down compared to the previous year (EUR 168/MWh) due to lower market prices.

**Adjusted EBITDA** in Spain in the **first quarter** of **2023** amounted to EUR 4 million, for the same reasons linked to revenue.

### East Europe (Poland, Romania e Bulgaria) – Wind

Year 2022		1st quarter		Δ
		2023	2021	
<b>Operating Results</b>				
266	Installed capacity (MW) <sup>(1)</sup>	266	206	61
615	Output (GWh)	230	209	21
31%	Load Factor % <sup>(2)</sup>	40%	47%	-7%
169	Net unit revenue (EUR/MWh)	116	171	(55)

(1) Potenza impianti installati a fine periodo.

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

In the **first quarter of 2023**, **electricity output** in East Europe amounted to 230 GWh, up compared to the same period of 2022 (209 GWh) due to the full contribution deriving from the wind farms started up in 2022 in Poland (+47 GWh), partly offset by the poorer wind conditions experienced compared to the very positive conditions in the previous year.

Year 2022	(EUR million)	1st quarter		Δ
		2023	2021	
<b>Operating results</b>				
119	Adjusted revenue	28	39	(11)
90	Adjusted EBITDA	23	33	(10)
(15)	Amortisation, depreciation and impairment losses	(4)	(4)	(1)
75	Adjusted EBIT	18	29	(11)
20	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	0	6	(6)
76%	EBITDA Margin % <sup>(1)</sup>	80%	83%	-4%

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

**Revenues** recorded in the **first quarter of 2023** were down sharply compared to the same period of 2022, due to the reduction in volumes and the reduction in energy sale prices, only partly offset by the scope effect deriving from the full contribution of the wind farms that entered into operation in Poland (+61 MW).

Average net unit revenues in East Europe amounted to EUR 116/MWh, down compared to the first quarter of 2022 (EUR 171/MWh), due to lower market prices.

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

**Adjusted EBITDA** in East Europe for the **first quarter** of **2023** amounted to EUR 23 million, a decrease compared to the first quarter of 2022 (EUR 33 million), for the same reasons linked to revenue.

## SIGNIFICANT EVENTS DURING THE QUARTER

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
<a href="#">Press release of 12/01/2023</a>	Nordics	Wind	ERG announces the commissioning of the Creag Riabhach wind farm in the county of Sutherland, in the north of Scotland. The wind farm has a total installed capacity of 92.4 MW and an overall annual production of 271 GWh at full capacity, avoiding the emission of 125 kt of CO2 each year. A large part of the electricity produced by the plant will be sold through a 10-year Power Purchase Agreement (PPA) signed with ENGIE UK Markets Ltd during the first quarter of 2022.
<a href="#">Press release of 18/01/2023</a>	Italy	Corporate	Sustainalytics assigned ERG a 'Low Risk' rating with a score of 14.6 compared to the Medium Risk (20.7) recorded the previous year, improving the ESG risk profile of the Group, which ranks 5th (out of 75) among Independent Power Producers globally. In addition, ERG was included among the "Global 100 most sustainable corporations in the world", ranking 54th in the 2023 index, first among the Italian companies included in the list.
<a href="#">Press release of 31/01/2023</a>	Italy	Corporate	ERG confirms its place in the Bloomberg Gender Equality Index. The Group enters the first quartile of the ranking.
<a href="#">Press release of 9/03/2023</a>	Italy	Wind	EssilorLuxottica and ERG sign a long-term agreement for the supply of electricity from renewable sources in Italy.
<a href="#">Press release of 15/03/2023</a>	Italy	Corporate	The Board of Directors of ERG S.p.A. has approved the 2022 Draft Financial Statements, the update of the Business Plan and the 2022/26 ESG Plan.

## SIGNIFICANT EVENTS AFTER THE QUARTER

Date	Geographical segment	Sector	Significant event
<a href="#">Press release of 26/04/2023</a>	Italy	Corporate	The Shareholders' Meeting of ERG S.p.A. has approved the Financial Statements 2022, resolved on the payment of a dividend of EUR 1.00 per share, confirmed Renato Pizzolla as Board Member and appointed Monica Mannino as Chairwoman of the Board of Statutory Auditors.
<a href="#">Press release of 04/05/2023</a>	Italy	Corporate	Fitch ratings agency ("Fitch") confirmed for ERG S.p.A. a Long Term Issuer Default Rating (IDR) of BBB- with stable outlook and a senior unsecured rating of BBB-.
<a href="#">Press release of 05/05/2023</a>	Spain	Solar	ERG, through its subsidiary ERG Spain HoldCo SLU, has signed an agreement with IBV Solar Parks, B.V., a company belonging to the German group ib vogt GmbH, a global platform for the development of industrial solar plants. The agreement concerns the acquisition of a 100% stake in Garnacha Solar SL, a company that owns a solar power plant located in the region of Castilla and León, in Northwestern Spain. The plant, currently in an advanced phase of construction for an installed capacity of 149 MW, is expected to enter into commercial operation by the end of 2023. The value of the transaction in terms of enterprise value is EUR 170 million, with an equity value of EUR 80.5 million. The transaction is expected to be closed in the third quarter of 2023.
<a href="#">Press release of 09/05/2023</a>	Italy	Wind Solar	New long-term agreement between ERG and TIM for the supply of electricity from renewables sources. The contract will integrate the PPA (Power Purchase Agreement) signed on 14 May 2021 for the supply of 340GWh/year for ten years, with an additional "baseload" volume of 200 GWh annually of 100% green energy produced by renewable plants in ERG's portfolio.

## 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 the first months of 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

**EBITDA for Wind is expected to be broadly in line** with 2022 due to the full contribution resulting from the assets consolidated from 1 August 2022 (172 MW), the entry into operation during the year 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). These improved results will be offset by lower sales prices, which, in addition to the lower price scenario, will be affected by the cancellation of the GRIN incentive in 2023 as a result of the high PUN (National Single



Price) values recorded in 2022 (EUR 43 per MWh in 2022).

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

**EBITDA for Wind & Solar Italy** for 2023 is expected to be broadly in line with 2022.

## Abroad

**Wind EBITDA is expected to increase** compared to 2022 thanks to the full contribution of the wind farms that came 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. This improved result is offset by the lower sale price compared to that recorded in 2022 in some geographies, also due to the clawback measures in force from 1 December 2022.

The **Solar EBITDA is expected to increase** compared to 2022 mainly due to the contribution deriving from the wind farm being acquired in Spain (25 MW), while no contribution in terms of EBITDA is conservatively assumed from the additional acquisition expected to come in at year-end (149 MW).

EBITDA for **Wind & Solar abroad is therefore expected to increase** compared to 2022

## 2023 Guidance

For 2023, Group EBITDA is forecast in the range between EUR 500 and EUR 550 million, unchanged from the previous range and a slight increase compared to the 2022 result net of the impact of clawback measures (EUR 502 million, net of EUR 35 million for clawback measures).

Capital expenditure is in the range of EUR 500-600 million (EUR 946 million in 2022), up from the previous range of EUR 400-500 million, and includes the completion of the wind farms that entered into operation between the end of 2022 and the beginning of 2023, ongoing construction activities and expected disbursements for the recent acquisitions of solar farms in Spain (partly already estimated in the previous guidance).

Net financial indebtedness at the end of 2023 is expected to be in the range between EUR 1,400 million and EUR 1,500 million (EUR 1,434 million at the end of 2022), up from the previous range of EUR 1,300 and 1,400 to reflect the increase in capital expenditure and including the distribution of the ordinary dividend of EUR 1 per share.

As regards the thermoelectric business, an asset sale process is underway. 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, the Group is also active in solar energy production where it ranks in the top five in Italy.

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. Conversely, the Italian Antitrust Authority (AGCM) refused authorisation of the sale of the thermoelectric business, deeming that the transaction would have given rise to the establishment and strengthening of a dominant position with regard to the buyer such as to substantially and permanently eliminate or reduce competition in the relevant markets. In this regard, ERG is already taking the necessary steps to initiate a new competitive process aimed at finding a new buyer, evaluating the most efficient alternative path for pursuing the strategic objective of the 2022-2026 Business Plan of focusing on the core business of generating electricity from renewable sources by divesting ERG Power S.r.l.

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 production 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 3,036 MW of installed renewable capacity (2,691 MW wind, 345 MW solar), operates directly or through its subsidiaries, in the following Geographical Segments

### Italy

In Italy, ERG has a total installed capacity of 1,440 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 1,265 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 1,596 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 170 MW of installed capacity, of which 79 MW in France and 92 MW in Spain.

# CORPORATE BODIES

---

## BOARD OF DIRECTORS<sup>6</sup>

Chairman  
EDOARDO GARRONE (*executive*)

Deputy Chairman  
ALESSANDRO GARRONE (*executive*<sup>7</sup>)  
GIOVANNI MONDINI (*non-executive*)

Chief Executive Officer  
PAOLO LUIGI MERLI

Directors  
LUCA BETTONTE (*non-executive*)  
EMANUELA BONADIMAN (*independent*<sup>8</sup>)  
ELENA GRIFONI WINTERS (*independent*)  
FEDERICA LOLLI (*independent*)  
ELISABETTA OLIVERI (*independent*)  
MARIO PATERLINI (*independent*)  
RENATO PIZZOLLA (*non-executive*<sup>9</sup>)

## BOARD OF STATUTORY AUDITORS<sup>10</sup>

Chairman  
MONICA MANNINO<sup>11</sup>

Standing Auditors  
GIULIA DE MARTINO  
FABRIZIO CAVALLI

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

MICHELE PEDEMONTE<sup>12</sup>

## INDEPENDENT AUDITORS

KPMG S.P.A.<sup>13</sup>

---

<sup>6</sup> Board of Directors appointed on 26 April 2021.

<sup>7</sup> Director in charge of the Internal Control and Risk Management System.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> 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.

---

<sup>10</sup> Board of Statutory Auditors appointed on 26 April 2022.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> Appointed on 26 April 2021 at the same time as appointment to the office of Group CFO.

<sup>13</sup> 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 aimed at the sale of the thermoelectric business, therefore reclassifying to the line "Net profit (loss) from assets held for sale" for 2023 the result of the first three months of the subsidiary ERG Power S.r.l.

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.

(EUR million)	1st quarter			
		2023	2022	Δ
Revenue	1	220	215	5
Other income	2	6	1	5
<b>TOTAL REVENUE</b>		<b>226</b>	<b>217</b>	<b>10</b>
Purchases and change in inventories	3	(4)	(2)	(2)
Services and other operating costs	4	(43)	(34)	(8)
Personnel expense		(12)	(12)	(0)
<b>GROSS OPERATING PROFIT (EBITDA)</b>		<b>167</b>	<b>168</b>	<b>(0)</b>
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	5	(56)	(54)	(2)
<b>Operating profit (EBIT)</b>		<b>111</b>	<b>114</b>	<b>(3)</b>
Net financial income (expense)	6	(3)	(6)	3
Net gains (losses) on equity investments		(0)	0	(0)
<b>Profit before taxes</b>		<b>108</b>	<b>107</b>	<b>0</b>
Income taxes	7	(24)	(23)	(0)
<b>Net profit (loss) from continuing operations</b>		<b>84</b>	<b>84</b>	<b>(0)</b>
Net profit (loss) from discontinued operations	8	(6)	5	(11)
<b>Profit for the period</b>		<b>78</b>	<b>89</b>	<b>(11)</b>
Non-controlling interests		0	(0)	0
<b>Profit attributable to owners of the parent</b>		<b>78</b>	<b>89</b>	<b>(11)</b>

### 1 - Revenue

Revenue from sales consists mainly of:

- sales of electricity produced by wind farms, solar installations. The electricity is sold on wholesale channels, and to customers via bilateral agreements. Specifically, electricity sold wholesale includes sales on the IPEX electricity exchange, both on the "day-ahead market" (MGP) and on the "intraday market" (MI), 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) pla-

tform 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 in operation and solar installations.

**Revenues in the first quarter of 2023** amounted to EUR 220 million, up slightly compared to the first quarter of 2022 (EUR 215 million), mainly as a result of the full contribution deriving from the acquisitions made in Italy in the second half of 2022, and the entry into operation of the wind farms developed internally and gradually becoming operational during the second half of 2022 and at the beginning of 2023, substantially offset by lower volumes and lower market prices. It should be noted that the adjusted revenues do not include the effects related to the **Regulatory measures to curb energy price rises (clawback measure and windfall tax)**, which resulted in refunds in the first quarter of around EUR 7 million.

## 2 - Other income

Other income includes mainly insurance reimbursements, compensation and expense repayments and grants related to income.

## 3 - Purchases and changes in inventories

Purchases include costs for the purchase 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.

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

lease payment charges (lease costs for IFRS 16 purposes) for EUR 3 million 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 of non-current assets

Amortisation and depreciation refer to wind farms and solar installations. The increase in the period is attributable to the full contribution deriving from the acquisitions made in Italy in the second half of 2022 (EUR 7 million) and the entry into operation of the farms developed internally and entered into operation gradually during the second half of 2022 and in the first quarter of 2023 (EUR 3 million). These effects were partially offset by both the extension of the useful life of Italian wind power assets (EUR 3 million) as a result of the Life-Time-Extension programmes and the reaching of the end of the useful life of some wind farm and photovoltaic components (EUR 3 million) also as a result of the start of Repowering investments.

It should be noted that the figures for the first quarter of 2023 do not include depreciation and amortisation related to the application of IFRS 16 in the amount of approximately EUR 2 million, as already commented in item 4.

## 6 - Net financial income (expense)

**Net financial expense** in the first quarter of 2023 amounted to EUR 3 million, down significantly compared to the first quarter of 2022 (EUR 6 million), mainly as a result of the improved remuneration of Group liquidity resulting from the trend in interest rates. The average cost of non-current liabilities in the first quarter of 2023 stood at 1.1% compared to 1.3% in the first quarter of 2022, due to the same effects described above. The return on liquidity is greater than that of the first quarter 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 the values do not include the following components of an exceptional nature (special items) linked to liability management operations:

- financial charges (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 Ornetà 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 liability recognised upon application of the equity method introduced by IFRS 16 (EUR 2 million), as previously discussed under item 4.

## 7 - Income taxes

**Adjusted income taxes** amounted to EUR 24 million, in line with EUR 23 million in the first quarter of 2022. It should be noted that in the first quarter of 2022, the item did not include the impact deriving from the Italian Decree Law of 21 March 2022 of EUR 14 million, isolated as a special item.

The tax rate for the first quarter of 2023, obtained from the ratio between income taxes and pre-tax profit, was 22% (22% in first quarter of 2022).

## 8 - Profit (loss) from assets held for sale

The adjusted net result of assets held for sale refers to the result of ERG Power S.r.l., amounting to EUR -6 million; this amount, compared to the reported figures, includes the amortisation and depreciation for the period equal to approximately EUR 5 million (net of tax)<sup>14</sup>. The CCGT's results reflect a substantially breakeven EBITDA as a result of an extraordinarily negative energy scenario for gas generation margins further worsened by measures for the maximization of thermoelectric production not from natural gas provided by D.L. 25 February 2022, n.14 (art. 5bis) and the subsequent Acts of Address of the Minister of the Ecological Transition, which depletes the effects on 1 April 2023 and an extraordinary machine downtime that occurred in early 2023 and has now been resolved.

---

<sup>14</sup> The adjusted result for the first quarter of 2022 (EUR +5 million) did not include amortisation and depreciation of the period for an amount of EUR-5 million (net tax).

## 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 31 March 2023, which do not include the impact deriving from the application of IFRS 16 of increased net financial indebtedness of approximately EUR 157 million with a balancing entry in net invested capital amounting to approximately EUR 152 million. It should also 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

31/03/2022	(EUR million)		31/03/2023	31/12/2022
2,849	Non-current assets	1	3,549	3,540
92	Net operating working capital	2	73	97
(4)	Employee benefits		(4)	(4)
332	Other assets	3	277	381
(531)	Other liabilities	4	(638)	(657)
<b>2,738</b>	<b>Net invested capital of continuing operations</b>		<b>3,257</b>	<b>3,357</b>
<b>281</b>	<b>Net invested capital of assets held for sale</b>		<b>199</b>	<b>235</b>
<b>3,018</b>	<b>Net invested capital</b>		<b>3,456</b>	<b>3,592</b>
2,153	Equity attributable to the owners of the parent		2,183	2,050
10	Non-controlling interests	5	9	9
890	Net financial indebtedness of continuing operations	6	1,206	1,434
(35)	Net financial indebtedness of discontinued operations	6	58	98
<b>3,018</b>	<b>Equity and financial indebtedness</b>		<b>3,456</b>	<b>3,592</b>

### 1 - Non-current assets

(EUR million)	Intangible assets	Property, plant and equipment	Financial assets	Total
<b>Non-current assets at 31/12/2022</b>	<b>1,380</b>	<b>2,120</b>	<b>40</b>	<b>3,540</b>
Capital expenditure	1	64	(0)	66
Change in the consolidation scope	0	0	-	-
Divestments and other changes	0	0	(1)	(1)
Amortisation and depreciation	(17)	(39)	-	(56)
<b>Non-current assets at 31/03/2023</b>	<b>1,365</b>	<b>2,145</b>	<b>40</b>	<b>3,549</b>

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 193 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 178 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 "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., acquired in 2019.

## 6 – Net financial indebtedness

Indebtedness does not include the financial liability related to the application of IFRS 16 of approximately EUR 157 million (EUR 157 million at 31 December 2022).

### SUMMARY OF ADJUSTED GROUP INDEBTEDNESS

31/03/2022	(EUR million)	31/03/2023	31/12/2022
1,960	Non-current financial indebtedness	1,915	1,751
(1,070)	Current financial indebtedness (cash and cash equivalents)	(709)	(317)
<b>890</b>	<b>Total indebtedness of continuing operations</b>	<b>1,206</b>	<b>1,434</b>
<b>(35)</b>	<b>Total indebtedness of discontinued operations</b>	<b>58</b>	<b>98</b>
<b>855</b>	<b>Total</b>	<b>1,264</b>	<b>1,533</b>

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

**NON-CURRENT FINANCIAL INDEBTEDNESS**

31/03/2022	(EUR million)	31/03/2023	31/12/2022
149	Non-current loans and borrowings	229	-
1,607	Non-current financial liabilities	1,595	1,595
<b>1,756</b>	<b>Total</b>	<b>1,824</b>	<b>1,595</b>
230	Total Project Financing	106	212
(26)	Current portion of Project Financing	(15)	(55)
<b>204</b>	<b>Non-current Project Financing</b>	<b>91</b>	<b>156</b>
<b>1,960</b>	<b>Total non-current financial indebtedness of continuing operations</b>	<b>1,915</b>	<b>1,751</b>
-	<b>Total non-current financial indebtedness of discontinued operations</b>	-	-
<b>1,960</b>	<b>TOTAL</b>	<b>1,915</b>	<b>1,751</b>

The “**Non-current loans and borrowings**” item at 31 March 2023 totalled EUR 229 million and refers to:

- to two bilateral Sustainability linked loans, respectively, with Crèdit Agricole (Ca-cib) (EUR 130 million) and with CaixaBank (EUR 100 million) signed in the first quarter of 2023.

The payables shown above are recognised net of medium/long-term ancillary costs recognised using the amortised cost method (EUR 1.3 million).

“**Non-current financial liabilities**”, amounting to EUR 1,595 million, refer mainly to:

- 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);
- liabilities relating to deferred components of considerations for the purchase of assets and authorisations (EUR 2 million).

The liabilities for “Project Financing” of EUR 106 million at 31 March 2023 relate to:

- loans for EUR 87 million relating to the company Andromeda S.r.l.;
- EUR 19 million in loans issued for the construction of wind farms.

The breakdown of current net financial indebtedness is shown below:

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

31/03/2022	(EUR million)	31/03/2023	31/12/2022
421	Current bank loans and borrowings	148	296
85	Other current financial liabilities	32	38
<b>506</b>	<b>Current financial liabilities</b>	<b>180</b>	<b>334</b>
(894)	Cash and cash equivalents <sup>(1)</sup>	(558)	(424)
(625)	Securities and other current financial assets	(305)	(216)
<b>(1,519)</b>	<b>Current financial assets</b>	<b>(863)</b>	<b>(639)</b>
26	Current Project Financing	15	55
(82)	Cash and cash equivalents	(41)	(68)
<b>(56)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(26)</b>	<b>(12)</b>
<b>(1,070)</b>	<b>Total current financial indebtedness of continuing operations</b>	<b>(709)</b>	<b>(317)</b>
<b>(35)</b>	<b>Total current financial indebtedness of discontinued operations</b>	<b>58</b>	<b>98</b>
<b>(1,105)</b>	<b>TOTAL</b>	<b>(651)</b>	<b>(219)</b>

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

**Current bank loans and borrowings** include:

- short-term positions referring to short-term credit facilities;
- a Sustainability senior loan with Mediobanca S.p.A. (EUR 150 million) taken out in the first half of 2016 and refinanced in the fourth quarter of 2021 (first bilateral corporate loan), due to mature in the first half of 2023.

**Other short-term loans and borrowings** mainly include:

- liabilities relating to deferred components of considerations for the purchase of assets and authorisations (EUR 12 million).
- accrued interest expense on Bonds and Corporate Loans (EUR 13 million);
- payables for financial leases referring to the acquisition of the Siena Group's photovoltaic companies in Italy (EUR 6 million).

**Short-term financial assets** include short-term cash investments of around EUR 200 million, deposits as collateral for futures derivatives transactions of around EUR 5 million, assets arising from the fair value measurement of interest rate hedging derivatives of EUR 57 million and *financial receivables on non-hedging physical derivatives in the amount of EUR 35 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:

Year	(EUR million)	1st quarter	
		2023	2022
537	Adjusted EBITDA	167	168
11	Change in net working capital	100	(55)
<b>548</b>	<b>Cash flows from operations</b>	<b>267</b>	<b>112</b>
(307)	Capital expenditure in property, plant and equipment and intangible assets	(66)	(51)
(638)	Asset acquisitions and business combinations	-	(96)
1,265	Collection from the sale of ERG Hydro	-	1,265
(6)	Capital expenditure on non-current financial assets	1	(1)
(13)	Divestments and other changes	-	(0)
<b>301</b>	<b>Cash flows from investments/divestments</b>	<b>(65)</b>	<b>1,117</b>
(25)	Financial income (expense)	(3)	(6)
(3)	Financial expense for closing loans	(4)	(3)
0	Net gains (losses) on equity investments	(0)	-
<b>47</b>	<b>Cash flows from financing activities</b>	<b>(7)</b>	<b>(9)</b>
<b>(92)</b>	<b>Cash flows from tax management</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>
(139)	Distribution of dividends	-	-
26	Other changes in equity	36	26
<b>(113)</b>	<b>Cash flows from Equity</b>	<b>36</b>	<b>26</b>
<b>(69)</b>	<b>Change in the consolidation scope</b>	<b>-</b>	<b>(69)</b>
<b>(104)</b>	<b>Cash flows Thermo</b>	<b>40</b>	<b>18</b>
<b>2,051</b>	<b>Opening net financial indebtedness "Continuing operations"</b>	<b>1,533</b>	<b>2,051</b>
(519)	Net change	(269)	(1,196)
<b>1,533</b>	<b>Total adjusted indebtedness</b>	<b>1,264</b>	<b>855</b>
(98)	(+ NFP Thermo)	(58)	35
<b>1,434</b>	<b>Adjusted indebtedness of "Continuing operations"</b>	<b>1,206</b>	<b>890</b>

**Cash flows from operations** in the first quarter of 2023 were positive at EUR 267 million, a significant increase (EUR 155 million) compared to the corresponding period of 2022 (EUR 122 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 flows from investments** in the first quarter of 2023 were mainly linked to investments in the period (EUR 66 million) aimed at the development of wind farms in the United Kingdom, France and Sweden as well as the developments on the Repowering and Reblading projects in Italy.

**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.

# 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 Interim Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an exceptional nature (special items);
- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets" to the Operating Profit (EBIT). EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the Interim 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, explicitly indicated as a subtotal in the Interim Financial Statements, 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 Revenue from sales and services of each individual business segment;
- **Adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted amounts of taxes and profit before tax;
- **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";
- **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 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;
- **Investments** are the sum of investments in property, plant and equipment and intangible assets;
- **Net operating working capital** is the sum of Inventories, Trade Receivables and Trade Payables;
- **Net invested capital** is the sum of Non-current Assets, Net Operating Working Capital, Liabilities related to Post-employment Benefits, Other Assets and Other Liabilities;
- **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;
- **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 leases on a straight-line basis over the lease term, essentially when the relative lease payments were made.

The application of IFRS 16 in the first quarter of 2023 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 3 million;

- an increase (approximately EUR 157 million) in the net financial indebtedness and the net invested capital (approximately EUR 152 million) in relation to the application of the equity method indicated by the standard;
- greater depreciation and amortisation expense (EUR 2 million) and greater financial expense (EUR 2 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)**

Year	(amounts in millions)	Notes	1st quarter	
			2023	2022
499	<b>EBITDA from continuing operations</b>		164	106
	<b>Special items exclusion:</b>			
(12)	- IFRS 16 reclassification	1	(3)	(3)
	<b>Italy</b>			
14	- Reversal of ancillary charges on non-recurring operations (Special Projects)	2	0	1
1	- Reversal for allocation for Provision for Disposed Businesses	3	-	-
7	- Reversal Clawback Measures	4	1	
	<b>East Europe</b>			
28	- Reversal Clawback Measures & Windfall tax	4	6	3
537	<b>Adjusted EBITDA</b>		167	168

**AMORTISATION, DEPRECIATION AND IMPAIRMENT LOSSES**

Year	(amounts in millions)	Note	1st quarter	
			2023	2022
(228)	<b>Amortisation, depreciation and impairment losses</b>		(58)	(62)
	<b>Special items exclusion:</b>			
7	- IFRS 16 reclassification	1	2	1
0	- Reversal of expenses related to Disposed Businesses	3	0	-
43	- Reversal of write-down Repowering Wind Italy	5	-	7
(229)	<b>Adjusted depreciation and amortisation</b>		(56)	(54)

**PROFIT (LOSS) ATTRIBUTABLE TO OWNERS OF THE PARENT**

Year 2022	(amounts in millions)	Notes	1st quarter	
			2023	2022
89	<b>Profit (loss) from continuing operations attributable to the owners of the parent</b>		77	59
	<b>Special items exclusion:</b>			
0	IFRS 16 reclassification	1	0	-
11	Exclusion of ancillary charges on non-recurring transactions	2	0	1
(2)	Exclusion of expenses related to Disposed Businesses	3	(2)	0
83	Exclusion of the impact of Clawback measures, solidarity contribution and 25% Extra-profits	4	5	17
31	Exclusion of write-down Repowering Wind Italy	5	-	5
2	Exclusion of ancillary charges on loan prepayments	6	3	2
(1)	Exclusion of substitute tax Solar Italy	7	-	
3	Exclusion of impact of gains/losses (IFRS 9)	8	1	1
216	<b>Adjusted net profit (loss) from continuing operations attributable to owners of the parent</b>		84	84

1. Reclassification for impact of IFRS 16. Reference is made to the comments made in the previous paragraph.
2. Ancillary charges relating to other non-recurring transactions.
3. Provisions relating to exceptional items on businesses disposed of by the Group. In the first quarter of 2023, the amount refers to the price adjustment relating to the sale of the Terni hydroelectric complex.
4. Impact of Clawback Measures & Windfall tax.
5. Impairment of 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.
6. Financial expense related to the early closure of project financing and Corporate loans as part of Liability Management transactions.
7. Reversal of the ERG Solar Holding S.r.l. substitute tax benefit
8. 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 financial expense of approximately EUR 1 million being accounted for in the first quarter 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 Interim Financial Statements and the adjusted interim financial statements shown and commented upon in this document:

### Income Statement 1st Quarter 2023

(EUR million)	Financial Statements	Reclassification of IFRS 16 impact	Adjustment for impact of IFRS 9	Reversal of special items	Adjusted Income Statement
Revenue	213	-	-	7	220
Other income	6	-	-	-	6
<b>Total revenue</b>	<b>220</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>226</b>
Purchases and change in inventories	(4)	-	-	-	(4)
Services and other operating costs	(39)	(3)	-	0	(43)
Personnel expense	(12)	-	-	-	(12)
<b>Gross operating profit (EBITDA)</b>	<b>164</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>167</b>
Amortisation, depreciation and impairment of non-current assets	(58)	2	-	-	(56)
<b>Operating profit (EBIT)</b>	<b>106</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>111</b>
Net financial income (expense)	(9)	2	1	4	(3)
Net gains (losses) on equity investments	2	-	-	(2)	(0)
<b>Profit before taxes</b>	<b>98</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>108</b>
Income taxes	(21)	-	(0)	(2)	(24)
<b>Net profit (loss) from continuing operations</b>	<b>77</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>84</b>
Net profit (loss) from assets held for sale	(1)	-	-	(5)	(6)
<b>Profit for the period</b>	<b>76</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>78</b>
Non-controlling interests	0	-	-	-	0
<b>Profit (loss) attributable to the owners of the parent</b>	<b>76</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>78</b>

### Reclassified Statement of Financial Position at 31 March 2023

(EUR million)	Reported Statement of Financial Position	Adjustment for impact of IFRS 16	Adjusted Statement of Financial Position
Intangible assets	1,365	-	1,365
Property, plant and equipment	2,299	(154)	2,145
Equity investments and other non-current financial assets	40	-	40
<b>Non-current assets</b>	<b>3,703</b>	<b>(154)</b>	<b>3,549</b>
Inventories	17	-	17
Trade receivables	153	-	153
Trade payables	(97)	-	(97)
Excise duties payables to tax authorities	0	-	0
<b>Net operating working capital</b>	<b>73</b>	<b>-</b>	<b>73</b>
Employee benefits	(4)	-	(4)
Other assets	275	2	277
Other liabilities	(638)	-	(638)
<b>Net invested capital of continuing operations</b>	<b>3,408</b>	<b>(152)</b>	<b>3,257</b>
<b>Net invested capital of assets held for sale</b>	<b>199</b>	<b>-</b>	<b>199</b>
<b>Net invested capital</b>	<b>3,607</b>	<b>(152)</b>	<b>3,456</b>
Equity attributable to the owners of the parent	2,177	5	2,183
Non-controlling interests	9	-	9
Non-current financial indebtedness	1,363	(157)	1,206
Net financial indebtedness Assets held for sale	58	-	58
<b>Equity and financial indebtedness</b>	<b>3,607</b>	<b>(152)</b>	<b>3,456</b>

Fine Comunicato n.0118-16

Numero di Pagine: 82