



RESOCONTO INTERMEDIO  
SULLA GESTIONE  
AL 30 SETTEMBRE 2018



## INFORMATIVA TRIMESTRALE

---

Si precisa che in data 23 febbraio 2017 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato, ai sensi dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti, di continuare a predisporre, in via volontaria, i resoconti intermedi di gestione (al 31 marzo e al 30 settembre) in linea con i contenuti dei resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS), che verranno approvati e conseguentemente pubblicati in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato, ovvero entro 45 giorni dalla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio. Gli importi riportati nel presente Resoconto Intermedio sulla Gestione, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

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

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

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

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**".

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

## Dati comparativi restated

- La cessione di **TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, ha segnato la definitiva uscita dal mondo OIL del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento e la comparabilità dei risultati nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo i risultati adjusted<sup>1</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nei primi nove mesi del 2017 tale contributo risultava positivo per 25 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).
- A partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione dei ricavi a valori netti per evidenziare il solo margine di intermediazione.

### PRINCIPALI DATI ECONOMICI

	Primi nove mesi 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	Primi nove mesi 2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica	765	0	(7)	759
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>356</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>356</b>
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>168</b>	<b>(0)</b>	<b>0</b>	<b>168</b>
Risultato netto	114	(26)	0	88
<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	<i>114</i>	<i>(26)</i>	<i>0</i>	<i>88</i>
<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>	<b>113</b>	<b>(25)</b>	<b>0</b>	<b>88</b>

## Segment reporting

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse tecnologie di produzione, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo.

Si precisa che i risultati per business 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 tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono pertanto le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") ed i risultati del Termoelettrico includono le coperture sullo "spark spread".

<sup>1</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

## 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, di idraulicità 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.

# INDICE

<b>Il Gruppo</b> .....	<b>6</b>
Organi societari.....	6
Profilo del Gruppo.....	7
Aree geografiche di attività.....	9
Area di consolidamento al 30 settembre 2018.....	10
Modello organizzativo.....	12
Variazione perimetro di business.....	14
ERG in Borsa.....	15
Fatti di rilievo avvenuti nel trimestre.....	17
<b>Risultati del periodo</b> .....	<b>18</b>
Sintesi dei risultati.....	18
Risultati per settore.....	19
Commento ai risultati del periodo.....	20
Risultati del periodo - Business.....	23
Mercato di riferimento.....	23
Vendite del Gruppo.....	25
<b>Eolico</b> .....	27
<b>Solare</b> .....	35
<b>Idroelettrico</b> .....	37
<b>Termoelettrico</b> .....	39
Incentive framework e aggiornamenti normativi del periodo.....	41
<b>Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)</b> .....	<b>43</b>
Prospetti contabili.....	43
Indicatori Alternativi di Performance (IAP).....	54
<b>Evoluzione prevedibile</b> .....	<b>60</b>
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	60
Evoluzione prevedibile della gestione.....	61
<b>Dichiarazione del Dirigente preposto ai sensi del comma 2 dell'art. 154-bis del T.U.F.</b> .....	<b>63</b>

## ORGANI SOCIETARI

---

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>2</sup>

Presidente  
**EDOARDO GARRONE** *(esecutivo)*

Vice Presidente  
**ALESSANDRO GARRONE** *(esecutivo)*<sup>3</sup>  
**GIOVANNI MONDINI** *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato  
**LUCA BETTONTE**

Consiglieri  
**MASSIMO BELCREDI** *(indipendente)*<sup>4</sup>  
**MARA ANNA RITA CAVERNI** *(indipendente)*<sup>5</sup>  
**BARBARA COMINELLI** *(indipendente)*<sup>5</sup>  
**MARCO COSTAGUTA** *(non esecutivo)*  
**PAOLO FRANCESCO LANZONI** *(indipendente)*<sup>4</sup>  
**SILVIA MERLO** *(indipendente)*<sup>5</sup>  
**ELISABETTA OLIVERI** *(indipendente)*<sup>5</sup>  
**MARIO PATERLINI** *(indipendente)*<sup>5</sup>

### COLLEGIO SINDACALE<sup>6</sup>

Presidente  
**ELENA SPAGNOL**

Sindaci Effettivi  
**LELIO FORNABAIO**  
**STEFANO REMONDINI**

### DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

**PAOLO LUIGI MERLI**

### SOCIETÀ DI REVISIONE

**KPMG S.p.A.**<sup>7</sup>

<sup>2</sup> Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

<sup>3</sup> Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

<sup>4</sup> Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

<sup>5</sup> Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana S.p.A.

<sup>6</sup> Collegio sindacale nominato in data 3 maggio 2016.

<sup>7</sup> Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026.

## PROFILO DEL GRUPPO

---

Il Gruppo ERG ha portato a termine nel corso del 2017 un profondo processo di trasformazione da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento, espandendosi inoltre all'estero con una crescente presenza nel mercato eolico francese e tedesco.

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 centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di Operation & Maintenance dei propri impianti eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni e dell'impianto CCGT. Attraverso proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

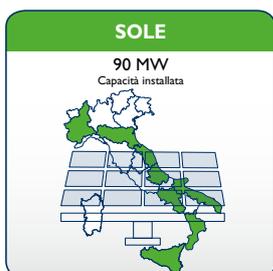
ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di energia elettrica:



### Eolico

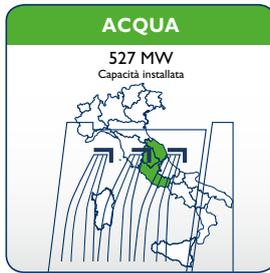
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.791 MW di potenza installata al 30 settembre 2018. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (698 MW operativi), in particolare in Francia (276 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



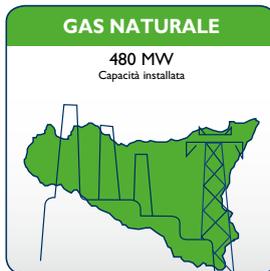
### Solare

A partire dal gennaio 2018 ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 90 MW attraverso 31 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia.



### Idroelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un portafoglio integrato di asset composto da 19 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW.



### Termoelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto CCGT cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities.

# AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 SETTEMBRE 2018

Eolico: **1.791 MW** (1.093 MW Italia e 698 MW Estero)

Solare: **90 MW**

Idroelettrico: **527 MW**

Termoelettrico: **480 MW**

Totale capacità installata: **2.888 MW**

## FRANCIA

Eolico: 276 MW

## ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Idroelettrico: 527 MW

Solare: 90 MW

Termoelettrico: 480 MW

## GERMANIA

Eolico: 216 MW

## POLONIA

Eolico: 82 MW

## ROMANIA

Eolico: 70 MW

## BULGARIA

Eolico: 54 MW

## PIEMONTE

Solare: 21 MW

## EMILIA ROMAGNA

Solare: 3 MW

## MARCHE

Solare: 4 MW

## ABRUZZO

Solare: 5 MW

## UMBRIA, LAZIO, MARCHE

Idroelettrico: 527 MW

## MOLISE

Eolico: 79 MW

## PUGLIA

Eolico: 249 MW

Solare: 15 MW

## SARDEGNA

Eolico: 111 MW

## CAMPANIA

Eolico: 247 MW

Solare: 7 MW

## BASILICATA

Eolico: 89 MW

## SICILIA

Eolico: 198 MW

Solare: 11 MW

Termoelettrico: 480 MW

## CALABRIA

Eolico: 120 MW

Solare: 24 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M

# AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 SETTEMBRE 2018





## MODELLO ORGANIZZATIVO

---



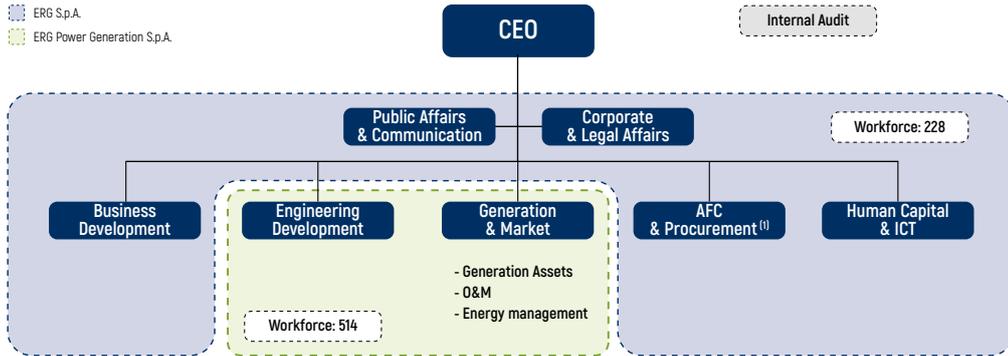
In data 1° gennaio 2017 ha assunto piena efficacia il nuovo assetto organizzativo che si caratterizza per la definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A. - Corporate - che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La Società è organizzata nelle seguenti 5 aree:
  - Business Development;
  - Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, Investor Relations e Acquisti;
  - Capitale Umano, ICT e Servizi Generali;
  - Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
  - Affari Legali e Societari.
- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
  - tecnologie di generazione Wind, Thermo, Hydro e Solare a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
  - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati;
  - una struttura commerciale dedicata ai Key Accounts;
  - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
  - un polo di competenze specialistiche in materia di regolamentazione operativa e controllo performance trasversale a tutti i processi industriali;
  - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

Si segnala infine che a luglio 2018, è stata costituita l'Unità Organizzativa Engineering Development, a diretto rapporto del CEO di Gruppo, con la missione di creare valore assicurando la realizzazione dei nuovi investimenti industriali del Gruppo (ingegneria di sviluppo e costruzioni) secondo gli obiettivi definiti nel Business Plan 2018-2022.



**ONE**  
COMPANY : A LEAN ORGANIZATION  
TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



(1) It includes Group Administration, Finance, Planning & Control, Investor Relations, M&A, Corporate Finance & Group Risk Management and Procurement

## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL TERZO TRIMESTRE 2018

---

### Eolico

- In data **1° agosto 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle quote della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., società di diritto scozzese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, a nord di Inverness nella contea di Sutherland. Il parco sarà costituito da 22 turbine per una capacità autorizzata di 79,2 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 250 GWh all'anno, pari a oltre 3.000 ore equivalenti e a circa 147 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata. L'inizio dei lavori per la realizzazione del parco eolico è previsto nel corso del 2020 e l'entrata in esercizio, a valle della finalizzazione della connessione alla rete nazionale, è attesa entro marzo 2022. Il parco eolico parteciperà ai mercati dell'energia e della disponibilità di capacità in essere nel Regno Unito. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 89 milioni di sterline (circa 98 milioni di Euro al cambio attuale), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto della partecipazione.  
Con questa operazione ERG rafforza il percorso di crescita organica all'estero ed in particolare in UK dove la capacità di costruzione secured passa da 84 MW a 163 MW e, grazie anche alle recenti acquisizioni in Francia, innalza la capacità secured riferita alla totalità degli obiettivi di Piano che si incrementa dal 40% al 70% circa.  
Il progetto, in linea con la strategia industriale di ERG, si connota per le caratteristiche di elevata qualità, e consente di mettere a frutto le competenze sviluppate internamente in materia di Engineering, Construction, Procurement ed Asset Management, massimizzandone il valore.
- In data **3 agosto 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha acquistato da Renvico France S.a.s. il 25% del capitale delle società Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. e Parc Eolienne d'Epense S.a.s., titolari di due parchi eolici della capacità complessiva di 16,25 MW entrati in esercizio rispettivamente nel 2007 e nel 2005, delle quali aveva già acquisito il 75% da Vent d'Est nel primo trimestre 2018.

In considerazione della nuova acquisizione di assets nel mercato UK a partire dal presente Resoconto sono consolidate integralmente anche ERG UK Holding Ltd. (ridenominata Evishagaran Wind Farm LTD nel mese di ottobre) e Sandy Knowe Wind Farm LTD, società titolari rispettivamente di due progetti di sviluppo pari a 35 MW e 49 MW in Regno Unito già autorizzati, precedentemente valutate con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative e non ancora operative.

## ERG IN BORSA

Al 28 settembre 2018<sup>8</sup> il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 17,54 Euro, in crescita (+13,9%) rispetto a quella della fine dell'anno 2017, a fronte di una diminuzione nello stesso periodo del FTSE All Share (-5,3%), del FTSE Mid Cap (-4,8%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-2,5%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 15,08 Euro (2 gennaio) ed un massimo di 20,34 Euro (14 maggio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG dal 1° gennaio 2018 al 28 settembre 2018:

<b>Prezzo dell'azione</b>	<b>Euro</b>
Prezzo di riferimento al 28.09.18	17,54
Prezzo massimo (14.05.18) <sup>(1)</sup>	20,34
Prezzo minimo (02.01.18) <sup>(1)</sup>	15,08
Prezzo medio	18,15

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

<b>Volumi scambiati</b>	<b>N. azioni</b>
Volume massimo (11.04.18)	4.438.532
Volume minimo (14.09.18)	61.218
Volume medio	329.767

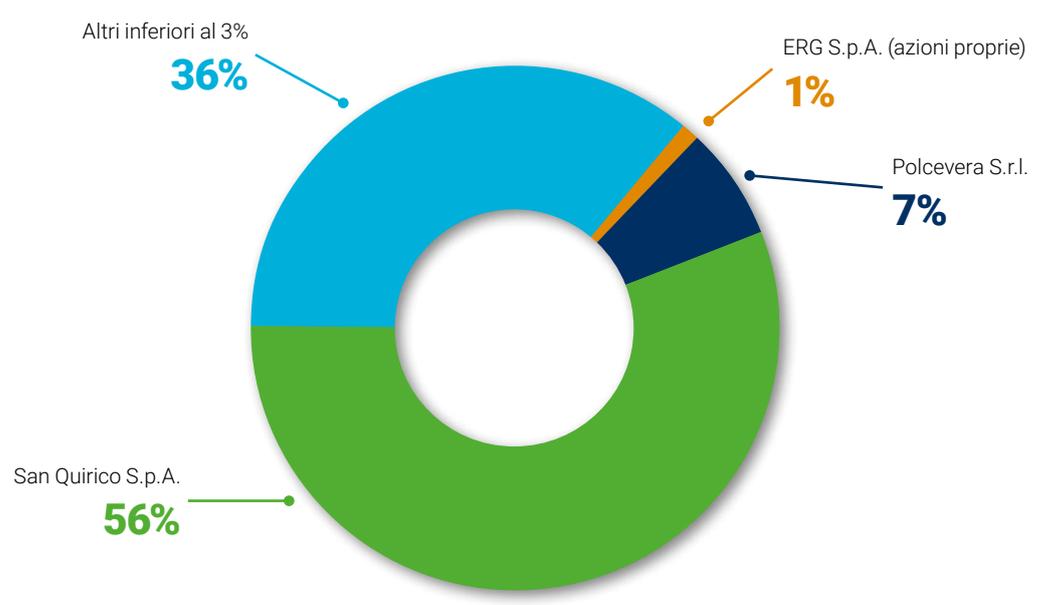
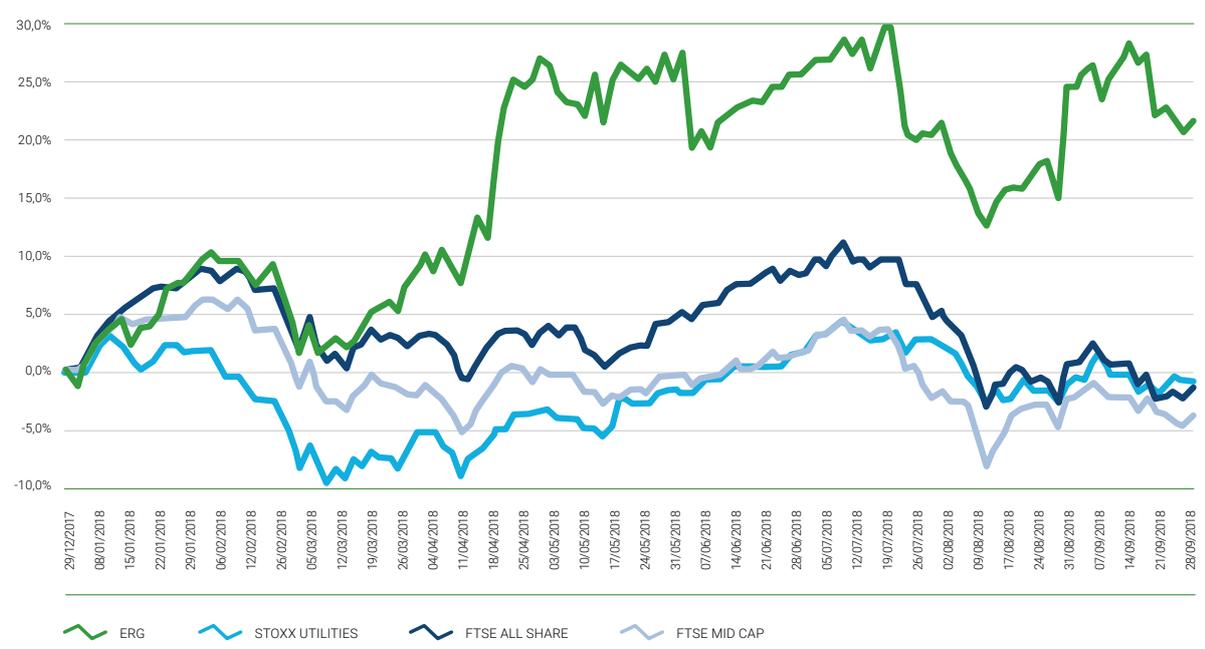
La capitalizzazione di Borsa al 28 settembre 2018 ammonta a circa 2.637 milioni di Euro (2.315 milioni alla fine del 2017).

Il numero medio di azioni in circolazione nei primi nove mesi del 2018 è stato di 148.816.800.

<sup>8</sup> Ultimo giorno disponibile per la quotazione per i primi nove mesi del 2018.

### Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria

**ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap - Variazioni % dal 29.12.2017 al 28.09.2018**



## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
1° agosto 2018	Eolico UK	<b>Acquisizione</b> del 100% delle quote della società <b>Creag Riabhach Wind Farm Ltd.</b> , società di diritto scozzese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia.	Comunicato Stampa del 03.08.2018
3 agosto 2018	Eolico Francia	<b>Acquisizione</b> del residuo 25% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW, delle quali aveva già acquistato il 75% da Vent d'Est S.a.s. nel mese di marzo 2018.	Comunicato Stampa del 03.08.2018
3 agosto 2018	Solare	<b>Accordo</b> tra ERG e Quercus per la costituzione della società per azioni <b>ERG Q Solar1</b> , partecipata al 60% da ERG e al 40% dal comparto Quercus Italian Solar Fund, con l'obiettivo di consolidare il mercato fotovoltaico italiano. Le attività per la costituzione di ERG Q Solar1 sono in corso.	Comunicato Stampa del 03.08.2018

## SINTESI DEI RISULTATI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017 restated	(Milioni di Euro)	2018	2017 restated
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>				
250	225	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	766	759
<b>105</b>	<b>98</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>381</b>	<b>356</b>
<b>38</b>	<b>36</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>178</b>	<b>168</b>
19	16	Risultato netto	124	88
19	16	di cui Risultato netto di Gruppo	124	88
<b>17</b>	<b>16</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>92</b>	<b>88</b>
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>				
<b>3.209</b>	<b>3.153</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.209</b>	<b>3.153</b>
1.819	1.783	Patrimonio netto	1.819	1.783
1.389	1.370	Indebitamento finanziario netto totale <sup>(2)</sup>	1.389	1.370
1.228	1.209	di cui Project Financing non recourse <sup>(3)</sup>	1.228	1.209
43%	43%	Leva finanziaria	43%	43%
<b>42%</b>	<b>44%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>50%</b>	<b>47%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>				
<b>1.791</b>	<b>1.768</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<b>1.791</b>	<b>1.768</b>
578	723	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.509	2.532
<b>480</b>	<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<b>480</b>	<b>480</b>
591	638	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.645	1.812
<b>527</b>	<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<b>527</b>	<b>527</b>
401	232	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.402	884
<b>90</b>	<b>n.a.</b>	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	<b>90</b>	<b>n.a.</b>
45	n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	109	n.a.
<b>3.132</b>	<b>2.537</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<b>10.218</b>	<b>8.601</b>
37	11	Investimenti <sup>(4)</sup>	484	77
<b>742</b>	<b>717</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<b>742</b>	<b>717</b>
<b>RICAVI NETTI UNITARI</b>				
130,8	140,1	Eolico Italia	125,0	147,0
95,2	94,4	Eolico Germania	93,8	95,2
86,5	89,5	Eolico Francia	86,9	88,9
57,7	49,3	Eolico Polonia	57,7	44,1
72,7	62,2	Eolico Bulgaria	71,6	63,2
59,7	41,6	Eolico Romania	52,9	57,7
n.a.	n.a.	Eolico UK	100,4	n.a.
302,4	n.a.	Solare	295,3	n.a.
119,2	122,1	Idroelettrico	104,8	106,8
42,8	44,0	Termoelettrico	39,2	46,2

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici adjusted con l'esclusione pertanto degli special items. I dati comparativi 2017 restated non tengono conto dei risultati adjusted di TotalErg, ceduta nel gennaio 2018.

(1) non include gli special items e le relative imposte teoriche correlate

(2) comprende il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (37 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg

(3) al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi

(4) in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 449 milioni effettuati nei primi nove mesi del 2018 per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia, Germania e Regno Unito. Nei primi nove mesi del 2017 gli investimenti tramite operazione di Merger & Acquisition erano pari a 39,5 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF (eolico) in Germania.

## RISULTATI PER SETTORE

3° trimestre		(Milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA ADJUSTED</b>				
70	87	<b>Eolico</b>	280	319
14	n.a.	<b>Solare</b>	32	n.a.
51	29	<b>Idroelettrico</b>	151	104
115	108	<b>Termoelettrico<sup>(1)</sup></b>	302	335
8	10	Corporate	25	30
(8)	(10)	Ricavi infrasettori	(25)	(29)
<b>250</b>	<b>225</b>	<b>Totale ricavi della gestione caratteristica adjusted</b>	<b>766</b>	<b>759</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>				
40	57	<b>Eolico</b>	199	227
12	n.a.	<b>Solare</b>	28	n.a.
38	19	<b>Idroelettrico</b>	118	73
18	23	<b>Termoelettrico<sup>(1)</sup></b>	48	63
(3)	(0)	Corporate	(11)	(6)
<b>105</b>	<b>98</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>381</b>	<b>356</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>				
(39)	(40)	<b>Eolico</b>	(120)	(119)
(5)	n.a.	<b>Solare</b>	(15)	n.a.
(14)	(15)	<b>Idroelettrico</b>	(43)	(44)
(8)	(7)	<b>Termoelettrico</b>	(23)	(23)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
<b>(67)</b>	<b>(62)</b>	<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(203)</b>	<b>(188)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED</b>				
1	17	<b>Eolico</b>	79	108
7	n.a.	<b>Solare</b>	13	n.a.
23	4	<b>Idroelettrico</b>	74	29
11	16	<b>Termoelettrico<sup>(1)</sup></b>	25	39
(4)	(1)	Corporate	(13)	(8)
<b>38</b>	<b>36</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>178</b>	<b>168</b>
<b>INVESTIMENTI<sup>(2)</sup></b>				
32	7	<b>Eolico</b>	130	66
0	n.a.	<b>Solare</b>	345	n.a.
2	2	<b>Idroelettrico</b>	3	4
2	2	<b>Termoelettrico</b>	4	5
1	0	Corporate	2	1
<b>37</b>	<b>11</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>484</b>	<b>77</b>

(1) Include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business

(2) Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti M&A

## COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

---

### TERZO TRIMESTRE

Nel **terzo trimestre 2018** i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 250 milioni, in aumento rispetto ai 225 milioni del 2017 a seguito del contributo dei nuovi assets, in particolare gli impianti solari, in un contesto generale di prezzi dell'energia elettrica in forte crescita nei mercati di riferimento, effetti solo in parte compensati dall'atteso phase-out degli incentivi di una parte delle produzioni.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 105 milioni, superiore rispetto ai 98 milioni registrati nel medesimo periodo del 2017. La variazione positiva di 6 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-17)**: margine operativo lordo pari a 40 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (57 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-16 milioni), dovuti principalmente alle condizioni anemologiche significativamente meno favorevoli, oltre che, in misura minore, alle minori produzioni incentivate (74% del totale rispetto all'82% del 2017), al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh) e agli oneri di sbilanciamento; solo in lieve diminuzione i risultati dei parchi eolici all'estero (-1 milione) nonostante condizioni anemologiche molto sfavorevoli in tutte le geografie di riferimento e la prevista riduzione da due a un solo certificato verde in Romania; tali effetti sono stati quasi interamente compensati dal miglior scenario dei prezzi registrato in Polonia e Romania e dal maggior numero di MW installati in Francia.
- **Solare (+12)**: margine operativo lordo pari a 12 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 11 milioni per ricavi da conto energia e 3 milioni per ricavi da mercato, al netto di circa 2 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di manutenzione.
- **Idroelettrico (+19)**: margine operativo lordo pari a 38 milioni (19 milioni nel 2017), in forte crescita rispetto all'esercizio precedente, grazie all'elevata idraulicità registrata nel periodo ed all'utilizzo degli invasi nel trimestre.
- **Termoelettrico (-5)**: risultato del termoelettrico, pari a 18 milioni, in diminuzione di 5 milioni rispetto ai 23 milioni del terzo trimestre del 2017, a seguito prevalentemente delle minor produzioni per manutenzioni nel mese di luglio alle turbine a vapore ed, in misura minore, al minor contributo delle vendite, che hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 38 milioni (36 milioni nel terzo trimestre 2017) dopo ammortamenti per 67 milioni in aumento di 5 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei nuovi parchi eolici in Francia.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 17 milioni, in crescita rispetto al risultato di 16 milioni del terzo trimestre 2017 restated, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 19 milioni (16 milioni nel terzo trimestre 2017 restated) e riflette i già commentati maggiori risultati operativi netti oltreché il plusvalore legato ai rifinanziamenti del periodo in applicazione del principio IFRS9.

Nel **terzo trimestre 2018** gli **investimenti** sono stati pari a **37 milioni** (11 milioni nel terzo trimestre 2017) e si riferiscono all'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd. (23 milioni di Euro), titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e dall'acquisizione del restante 25% del capitale delle Società Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. e Parc Eolienne d'Epense S.a.s. da Renvico France S.a.s. (2 milioni). Inoltre, nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 13 milioni** di cui il 64% nel settore Eolico (61% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia ed in Germania, il 13% nel settore Termoelettrico (15% nel 2017), il 15% nel settore Idroelettrico (21% nel 2017) e il 6% nel settore Corporate (3% nel 2017), riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.389 milioni**, in decremento di 77 milioni rispetto al 30 giugno 2018 e riflette il positivo flusso di cassa operativo netto, anche a seguito della positiva dinamica del capitale circolante netto che ha beneficiato degli incassi degli incentivi relativi alla produzione della prima parte del 2018 (91 milioni) e dei Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel 2017 (27 milioni), compensato parzialmente dagli investimenti del periodo (37 milioni) e dal pagamento delle imposte (8 milioni).

## PRIMI NOVE MESI

Nei **primi nove mesi 2018** i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 766 milioni, sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2017 (759 milioni).

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 381 milioni, superiore rispetto ai 356 milioni registrati nel 2017. La variazione positiva di 25 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-28)**: margine operativo lordo pari a 199 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (227 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-32 milioni), dovuti principalmente a condizioni anemologiche meno favorevoli, alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto all'85% del 2017), al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), oltre che agli oneri di sbilanciamento, solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I minori risultati in Italia sono stati solo in parte compensati dai migliori risultati all'estero (+4 milioni) grazie alla maggiore capacità installate in Francia nonché al contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK nel primo trimestre, nonostante condizioni anemologiche meno favorevoli.
- **Solare (+28)**: margine operativo lordo pari a 28 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 26 milioni per ricavi da conto energia e 6 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 4 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.
- **Idroelettrico (+45)**: margine operativo lordo di 118 milioni (73 milioni nel 2017), in forte crescita rispetto all'esercizio precedente che tra l'altro beneficiava per 8 milioni del recupero di incentivi pregressi legati all'annullamento della

revoa IAFR di alcuni impianti. La performance ha beneficiato di un'elevata idraulicità registrata nel periodo, in particolare a partire dal mese di marzo, oltre che all'utilizzo degli invasi avvenuto nel terzo trimestre.

- **Termoelettrico (-15)**: il risultato del termoelettrico, pari a 48 milioni, in diminuzione di 15 milioni rispetto ai 63 milioni dei primi nove mesi del 2017 a seguito prevalentemente del minor contributo ai risultati dei Titoli di Efficienza Energetica che nei primi nove mesi del 2017 avevano anche beneficiato per circa 11 milioni della rivalutazione dei titoli maturati nel 2016 e venduti nel 2017. Inoltre, i risultati hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 178 milioni (168 milioni nei primi nove mesi del 2017) dopo ammortamenti per 203 milioni in aumento di 15 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei parchi eolici in Francia, avvenute in corso d'anno.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 92 milioni, in crescita rispetto al risultato di 88 milioni dei primi nove mesi del 2017 restated, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi e di maggiori oneri finanziari relativi al finanziamento della nuova capacità produttiva acquisita.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 124 milioni (88 milioni nei primi nove mesi del 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy (26 milioni).

Nei **primi nove mesi del 2018** gli **investimenti** sono stati pari a **484 milioni** (77 milioni nei primi nove mesi del 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (345 milioni di Euro), all'acquisizione delle società eoliche francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni), all'acquisizione di due parchi eolici in Francia (14 milioni) e della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd. (23 milioni di Euro), titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia. Inoltre, nel periodo sono stati effettuati investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 34 milioni** di cui il 74% nel settore Eolico (72% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia ed in Germania, il 11% nel settore Termoelettrico (15% nel 2017), il 9% nel settore Idroelettrico (10% nel 2017) e il 5% nel settore Corporate (4% nel 2017), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.389 milioni**, in aumento (157 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 (1.233 milioni) e riflette gli investimenti del periodo (484 milioni), la distribuzione dei dividendi (171 milioni), il pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi (42 milioni) e il pagamento delle imposte (8 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (262 milioni), dall'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni).

## RISULTATI DEL PERIODO - BUSINESS

### MERCATO DI RIFERIMENTO

#### Scenario prezzi

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017		2018	2017
<b>Scenario prezzi (Euro/MWh)</b>				
<b>Italia</b>				
68,8	51,6	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) <sup>(1)</sup>	58,9	51,3
67,6	51,4	Prezzo energia elettrica zona Nord	58,0	51,6
68,2	51,6	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	58,5	51,4
68,1	49,9	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	58,8	49,2
66,2	47,6	Prezzo energia elettrica zona Sud	57,6	47,5
68,1	49,7	Prezzo energia elettrica Sardegna	58,5	49,0
84,0	62,3	Prezzo energia elettrica Sicilia	68,3	58,7
73,9	59,9	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	65,3	59,1
99,0	107,3	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	99,0	107,3
<b>Estero</b>				
56,5	34,5	Francia (Energia Elettrica base load)	45,8	41,1
53,1	32,7	Germania (Energia Elettrica base load)	41,6	34,6
85,6	46,4	Polonia	70,8	44,1
58,9	38,6	di cui (Energia Elettrica base load)	51,3	36,6
26,7	7,8	di cui Certificati d'Origine	19,5	7,5
40,2	39,5	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	35,9	38,8
79,6	107,8	Romania (EE base load + 1 "certificato verde" nel 2018 e 2 CV nel 2017)	70,6	106,9
50,2	50,2	di cui Energia Elettrica base load	41,2	48,8
29,4	28,8	di cui "certificato verde"	29,4	29,1
116,2	91,7	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	109,1	91,5
63,5	42,7	di cui Energia Elettrica base load	57,3	42,7
58,5	54,5	di cui ROC	57,5	54,2

(1) Prezzo Unico Nazionale

## Mercato Italia - Domanda e produzioni

3° trimestre			Primi 9 mesi			
2018	2017	Var %		2018	2017	Var. %
<b>Mercato Italia<sup>(1)</sup> (GWh)</b>						
83.947	82.901	1,3%	Domanda	242.177	240.678	0,6%
345	486	-29,0%	Consumo pompaggi	1.685	1.770	-4,8%
10.087	9.833	2,6%	Import/Export	33.930	28.147	20,5%
74.205	73.554	0,9%	Produzione interna <sup>(2)</sup>	209.932	214.301	-2,0%
di cui						
49.222	48.919	0,6%	Termoelettrica	135.280	146.067	-7,4%
12.634	11.605	8,9%	Idroelettrica	38.364	30.980	23,8%
1.406	1.439	-2,3%	Geotermica	4.265	4.359	-2,2%
2.920	3.694	-21,0%	Eolica	12.572	12.534	0,3%
8.023	7.897	1,6%	Fotovoltaico	19.451	20.361	-4,5%

(1) Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

(2) Produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

Nel corso del **terzo trimestre 2018** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 83,9 TWh, in lieve aumento (+1,3%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2017. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 5,4 TWh, in diminuzione (-4,4%) rispetto al terzo trimestre del 2017, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 11,8 TWh (+3,5%).

Nei **primi nove mesi del 2018** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 242,2 TWh, in lieve aumento (+0,6%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2017. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 14,6 TWh, in diminuzione (-1,8%) rispetto ai primi nove mesi del 2017, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 33,6 TWh (+0,9%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 209,9 TWh, in diminuzione del 2% rispetto all'analogo periodo del 2017, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 33,9 TWh (+21% rispetto ai primi nove mesi del 2017).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 64% da centrali termoelettriche e per il restante 36% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per il 6% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto ai primi nove mesi del 2017 risulta in crescita la produzione idroelettrica (+24%), stabile quella eolica (+0%), mentre hanno registrato un decremento la produzione termoelettrica (-7%), fotovoltaica (-4%) e geotermica (-2%).

## VENDITE DEL GRUPPO

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A., fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e solari, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel **terzo trimestre 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,1 TWh (2,5 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh (1,6 TWh anche nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,2 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,6% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% anche nel terzo trimestre 2017).

Nel corso dei **primi nove mesi del 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 10,2 TWh (8,6 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,7 TWh (5,2 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 1,0 TWh all'estero e 4,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nei primi nove mesi del 2017).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella<sup>9</sup> seguente:

### FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017		2018	2017
338	444	Wind - produzione eolica Italia	1.490	1.523
240	279	Wind - produzione eolica Estero	1.019	1.009
45	n.a.	Solare - produzione fotovoltaica	109	n.a.
591	638	CCGT - produzione termoelettrica	1.645	1.812
401	232	Hydro - produzione idroelettrica	1.402	884
1.518	944	ERG Power Generation - acquisti	4.553	3.373
<b>3.132</b>	<b>2.537</b>	<b>Totale</b>	<b>10.218</b>	<b>8.601</b>

### VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017		2018	2017
161	146	Energia elettrica venduta a clienti captive	433	408
-	508	Energia elettrica venduta a IREN	0	1.507
2.732	1.604	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	8.765	5.678
240	279	Energia elettrica venduta all'estero	1.019	1.009
<b>3.132</b>	<b>2.537</b>	<b>Totale</b>	<b>10.218</b>	<b>8.601</b>

<sup>9</sup> Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.

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). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di hedging della generazione, in linea con le risk policy di Gruppo.

Nel **terzo trimestre 2018** sono state effettuate vendite di vapore<sup>10</sup> per 154 migliaia di tonnellate (178 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017); 498 migliaia di tonnellate nel corso dei primi nove mesi del 2018 (575 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017).

---

<sup>10</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

## EOLICO

Il Gruppo ERG opera nel settore eolico attraverso le proprie società titolari di parchi eolici in Italia e all'estero. I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso.

I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

### POTENZA INSTALLATA (MW)

2017		Primi 9 mesi		Δ	Δ%
		2018	2017 restated		
<b>1.093</b>	<b>Italia</b>	<b>1.093</b>	<b>1.094</b>	<b>-2</b>	<b>0%</b>
	di cui				
247	Campania	247	247	0	0%
120	Calabria	120	120	0	0%
249	Puglia	249	249	0	0%
79	Molise	79	79	0	0%
89	Basilicata	89	89	0	0%
198	Sicilia	198	198	0	0%
111	Sardegna	111	111	0	0%
0	Altre	0	2	-2	-100%
<b>722</b>	<b>Estero</b>	<b>698</b>	<b>674</b>	<b>24</b>	<b>4%</b>
	di cui				
216	Germania	216	216	0	0%
252	Francia	276	252	24	10%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
48	UK	0	0	0	n.a.
<b>1.814</b>	<b>Potenza installata complessiva a fine periodo<sup>(1)</sup></b>	<b>1.791</b>	<b>1.768</b>	<b>23</b>	<b>1%</b>

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 settembre 2018, pari a 1.791 MW, è in aumento di 23 MW rispetto al dato al 30 settembre 2017 a seguito dell'acquisizione nel 2018 di 3 parchi eolici in Francia (24,3 MW, di cui 8 MW a partire da fine semestre), al netto della dismissione di due piccoli impianti non operativi nel nord Italia (1,6 MW).

Si ricorda inoltre che i primi nove mesi del 2018 hanno beneficiato anche del contributo del parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW) sino alla data di cessione del 7 marzo.

## Sintesi dei risultati adjusted del periodo

### RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
70	87	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	280	319
40	57	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	199	227
(39)	(40)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(120)	(119)
1	17	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	79	108
32	7	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	130	66
57%	65%	EBITDA Margin % <sup>(2)</sup>	71%	71%
578	723	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	2.509	2.532

(1) non includono gli special items come indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli  
 (2) rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

La riduzione dei ricavi consolidati registrati nel **terzo trimestre 2018**, pari a circa 17 milioni, è dovuta principalmente al minore valore unitario dell'incentivo (da 107,3 a 99,0 Euro/MWh), cui si aggiungono minori produzioni incentivate rispetto all'analogo periodo del 2017, una minore ventosità nel periodo e maggiori sbilanciamenti effetti solo parzialmente compensati da migliori prezzi di vendita.

Si segnala in particolare che, rispetto al terzo trimestre 2017, non risultano più incentivati ulteriori 34 GWh di produzione, per un controvalore economico teorico pari a 3,4 milioni.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nel terzo trimestre 2018, il ricavo medio unitario delle produzioni eoliche e relative vendite, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex "certificati verdi") è stato pari a 130,8 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 140,1 Euro/MWh del terzo trimestre 2017.

La riduzione dei **ricavi** consolidati registrati nei **primi nove mesi del 2018**, pari a circa 39 milioni, è dovuta principalmente al minore valore unitario dell'incentivo (da 107,3 a 99,0 Euro/MWh), cui si aggiungono minori produzioni incentivate rispetto all'analogo periodo del 2017.

Si segnala in particolare che, rispetto ai primi nove mesi del 2017, non risultano più incentivati ulteriori 170 GWh di produzione, per un controvalore economico teorico pari a 16,8 milioni.

Tali effetti negativi, così come quello degli sbilanciamenti e delle minori produzioni, anche incentivate, sono stati compensati solo parzialmente da un maggiore prezzo di vendita dell'energia elettrica in Italia.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nei primi nove mesi del 2018, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex "certificati verdi") e altre componenti minori, per ERG in Italia è stato pari a 125,0 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 147,0 Euro/MWh dei primi nove mesi del 2017 a seguito della attesa e già commentata minore incidenza dei ricavi da incentivo.

Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex "certificati verdi") viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente. Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato,

modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

**RICAVI NETTI UNITARI**

3° trimestre					Primi 9 mesi			
2018	2017	Δ	Δ%		2018	2017	Δ	Δ%
130,8	140,1	(9)	-7%	Eolico Italia	125,0	147,0	(22)	-15%
95,2	94,4	1	1%	Eolico Germania	93,8	95,2	(1)	-1%
86,5	89,5	(3)	-3%	Eolico Francia	86,9	88,9	(2)	-2%
57,7	49,3	8	17%	Eolico Polonia	57,7	44,1	14	31%
72,7	62,2	10	15%	Eolico Bulgaria	71,6	63,2	8	13%
59,7	41,6	18	43%	Eolico Romania	52,9	57,7	(5)	-8%
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Eolico UK	100,4	n.a.	n.a.	n.a.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi netti unitari del **terzo trimestre del 2018** sono rispettivamente pari a 86,5 Euro/MWh e 95,2 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (+43% a seguito del forte incremento dei margini sui mercati dell'energia, solo parzialmente compensato dalla riduzione della componente incentivata che a partire dal 2018 viene riconosciuta per la metà dei "certificati verdi" spettanti nel 2017), oltre che in Polonia (+17% grazie al significativo incremento del prezzo di cessione dei certificati di origine) e in Bulgaria (+17%).

Nei **primi nove mesi del 2018** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 86,9 Euro/MWh e 93,8 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Polonia (+31% grazie al significativo incremento del prezzo di cessione dei certificati di origine), Bulgaria (+13%) e Romania (-8% a seguito della riduzione della componente incentivata che a partire dal 2018 viene riconosciuta per la metà dei "certificati verdi" spettanti nel 2017). Si riportano inoltre per completezza anche i ricavi unitari relativi ai parchi eolici in Irlanda del Nord appartenenti al Gruppo fino a inizio marzo.

Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero nel **terzo trimestre** del 2018 è stato di circa 240 GWh (-14% rispetto al terzo trimestre 2017) mentre nei **primi nove mesi del 2018** è risultato sostanzialmente stabile e pari a 1.019 GWh (+1% rispetto all'analogo periodo del 2017).

**PRODUZIONI (GWh)**

3° trimestre					Primi 9 mesi			
2018	2017 restated	Δ	Δ%		2018	2017 restated	Δ	Δ%
<b>338</b>	<b>444</b>	<b>-106</b>	<b>-24%</b>	<b>Italia</b>	<b>1.490</b>	<b>1.523</b>	<b>-33</b>	<b>-2%</b>
				di cui:				
72	100	-28	-28%	Campania	326	346	-20	-6%
53	63	-11	-17%	Calabria	175	181	-6	-3%
89	117	-28	-24%	Puglia	354	390	-36	-9%
28	36	-7	-20%	Molise	115	124	-9	-7%
31	38	-6	-17%	Basilicata	132	131	1	1%
37	51	-14	-27%	Sicilia	242	206	36	18%
27	40	-12	-31%	Sardegna	146	145	1	1%
<b>240</b>	<b>279</b>	<b>-39</b>	<b>-14%</b>	<b>Estero</b>	<b>1.019</b>	<b>1.009</b>	<b>10</b>	<b>1%</b>
				di cui:				
56	61	-5	-8%	Germania	234	237	-3	-1%
79	93	-14	-15%	Francia	375	337	38	11%
39	45	-7	-14%	Polonia	151	166	-15	-9%
26	38	-12	-31%	Bulgaria	101	116	-15	-13%
39	42	-2	-5%	Romania	130	153	-23	-15%
0	0	0	n.a.	UK	29	0	29	n.a.
<b>578</b>	<b>723</b>	<b>-145</b>	<b>-20%</b>	<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>2.509</b>	<b>2.532</b>	<b>-23</b>	<b>-1%</b>

Nel terzo trimestre del 2018 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 578 GWh, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2017 (723 GWh), con una produzione in riduzione circa del 24% in Italia (da 444 GWh a 338 GWh) e del 14% all'estero (da 279 GWh a 240 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-106 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nel terzo trimestre del 2017 sostanzialmente in tutte le regioni e particolarmente in Campania, Sicilia e Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, la diminuzione di 39 GWh è attribuibile principalmente alle minori produzioni in Francia (-14 GWh) e nell'Europa dell'Est (-21 GWh), principalmente per effetto delle produzioni particolarmente elevate riscontrate in Bulgaria e Romania nel terzo trimestre del 2017.

Nei primi nove mesi del 2018 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.509 GWh, in lieve calo rispetto al corrispondente periodo del 2017 (2.532 GWh), a seguito di una produzione in diminuzione circa del 2% in Italia (da 1.523 GWh a 1.490 GWh) ed in aumento dell'1% all'estero (da 1.009 GWh a 1.019 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-33 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nei primi nove mesi del 2017 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia, Sardegna e Basilicata.

Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di +10 GWh è attribuibile al contributo, sino al 7 marzo 2018, dell'impianto in Irlanda del Nord (29 GWh) oltre che alle maggiori produzioni in Francia che hanno anche beneficiato anche delle produzioni degli impianti francesi di recente acquisizione (Vent d'est ed ex Epuron) per 24 GWh non presenti nell'analogo periodo del 2017; tali maggiori produzioni all'estero sono state in parte mitigate da minori produzioni nell'Europa dell'Est (-53 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate nei primi nove mesi del 2017.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i **load factor** degli impianti eolici per le principali aree geografiche; tale dato, stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli esercizi, fornisce una misura del livello di produzione dei vari parchi in termini relativi, ed è influenzato, oltre che dalle caratteristiche dei parchi e dalle condizioni anemologiche nel periodo considerato, anche dal livello di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

**LOAD FACTOR %**

3° trimestre				Primi 9 mesi		
2018	2017 restated	Δ		2018	2017 restated	Δ
<b>14%</b>	<b>18%</b>	<b>-4%</b>	<b>Italia</b>	<b>21%</b>	<b>21%</b>	<b>0%</b>
			di cui			
13%	18%	-5%	Campania	20%	21%	-1%
20%	24%	-4%	Calabria	22%	23%	-1%
16%	21%	-5%	Puglia	22%	24%	-2%
16%	20%	-4%	Molise	22%	24%	-2%
16%	19%	-3%	Basilicata	23%	23%	0%
9%	12%	-3%	Sicilia	19%	16%	3%
11%	16%	-5%	Sardegna	20%	20%	0%
<b>16%</b>	<b>19%</b>	<b>-3%</b>	<b>Estero</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>	<b>-1%</b>
			di cui			
12%	13%	-1%	Germania	17%	17%	0%
13%	17%	-4%	Francia	21%	20%	0%
21%	25%	-4%	Polonia	28%	31%	-3%
22%	32%	-10%	Bulgaria	28%	33%	-4%
25%	27%	-1%	Romania	28%	33%	-5%
<b>15%</b>	<b>19%</b>	<b>-4%</b>	<b>Load factor <sup>(1)</sup></b>	<b>21%</b>	<b>22%</b>	<b>-1%</b>

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

Nel terzo trimestre del 2018 il load factor complessivo, pari al 15%, è risultato inferiore a quello registrato nel corrispondente periodo del 2017, con un decremento dal 18% al 14% in Italia e dal 19% al 16% all'estero.

Nei primi nove mesi del 2018 il load factor complessivo, pari al 21%, è risultato in lieve flessione rispetto a quanto registrato nel 2017 (22%), con un decremento dal 23% al 22% all'estero e valori stabili al 21% in Italia.

Nei dati sopra citati non si include il dato relativo agli impianti in Irlanda del Nord a seguito della già commentata cessione in data 7 marzo 2018 dell'impianto da 47,5 MW.

La diminuzione del load factor è imputabile alla minore ventosità registrata nel periodo, in particolare nel terzo trimestre, pur in presenza di alti livelli di disponibilità degli impianti.

La ripartizione del margine operativo lordo adjusted tra i diversi settori geografici del business Eolico è la seguente:

#### MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

3° trimestre					Primi 9 mesi			
2018	2017 restated	Δ	Δ%		2018	2017 restated	Δ	Δ%
30	46	(16)	-35%	<b>Italia</b>	146	178	(32)	-18%
10	11	(1)	-9%	<b>Estero</b>	53	49	4	9%
				di cui				
3	3	(1)	-25%	<i>Germania</i>	14	15	(1)	-6%
2	5	(2)	-50%	<i>Francia</i>	20	20	0	1%
2	1	1	126%	<i>Polonia</i>	6	2	3	141%
1	1	0	32%	<i>Bulgaria</i>	5	5	0	8%
2	1	1	99%	<i>Romania</i>	4	6	(2)	-31%
0	(0)	0	-100%	<i>UK</i>	3	(0)	3	n.a.
<b>40</b>	<b>57</b>	<b>(17)</b>	<b>-30%</b>	<b>Totale</b>	<b>199</b>	<b>227</b>	<b>(28)</b>	<b>-12%</b>

Il **margine operativo lordo adjusted** del terzo trimestre del 2018 è pari complessivamente a 40 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (57 milioni), a seguito dei minori risultati riscontrati in Italia principalmente a seguito delle condizioni anemologiche meno favorevoli, al già commentato ed atteso calo degli incentivi ed agli oneri di sbilanciamento; tali effetti negativi hanno più che compensato il miglior scenario prezzi energia in Italia, Polonia e Romania oltre che la maggiore capacità all'estero.

Il **margine operativo lordo adjusted** nei primi nove mesi del 2018 è pari complessivamente a 199 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (227 milioni), di cui -32 milioni in Italia a seguito delle minori produzioni incentivate, del minor valore dell'incentivo unitario, oltre che degli oneri di sbilanciamento, solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I minori risultati in Italia sono stati solo in parte compensati dai migliori risultati all'estero (+4 milioni) che riflettono le maggiori capacità installate in Francia nonché il contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK nel primo trimestre.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2018 è risultato complessivamente pari al 57%, in contrazione a seguito della netta diminuzione delle produzioni e conseguentemente dei margini a seguito di condizioni anemologiche meno favorevoli sia all'Italia che all'estero.

L'**EBITDA margin** dei primi nove mesi del 2018 è risultato complessivamente pari al 71%, confermandosi su un valore assoluto elevato, nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, grazie all'apporto dei nuovi parchi eolici all'estero.

## Investimenti

Gli investimenti del **terzo trimestre del 2018** (32 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia (23 milioni di Euro), dall'acquisizione del restante 25% del capitale delle Società Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. e Parc Eolienne d'Epense S.a.s. da Renvico France S.a.s. (2 milioni), ai costi di sviluppo del progetto Linda per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW e allo sviluppo di parchi eolici francesi acquisiti nel corso del periodo.

Gli investimenti dei **primi nove mesi del 2018** (130 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione di due parchi eolici in Francia (14 milioni), all'acquisizione delle società eoliche francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni) e all'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia (23 milioni di Euro). Inoltre, nel periodo sono stati effettuati investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 25 milioni**, principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia ed in Germania.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

### Italia

#### • **Moratoria sviluppo eolico e solare in Sicilia**

Lo scorso 11 maggio è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana la Legge per la stabilità finanziaria per il 2018 recante, all'art. 17, il blocco per 120 giorni a partire dal 11 maggio delle autorizzazioni relative a impianti eolici e fotovoltaici in attesa di un adeguato strumento di pianificazione che consenta di verificare gli effetti sul paesaggio e sull'ambiente correlati alla realizzazione di tali impianti di produzione di energia elettrica. La moratoria, impugnata dal Consiglio dei Ministri italiano, è stata poi abrogata dalla Legge Regionale 9 agosto 2018, n. 16 pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana n. 36 del 17 agosto 2018.

### Repubblica d'Irlanda e Irlanda del Nord

#### • **Avvio del Mercato Elettrico Integrato (I-SEM)**

Dal 1° ottobre 2018 l'Isola d'Irlanda ha un nuovo mercato elettrico all'ingrosso (I-SEM: Integrated-Single Energy Market) integrato con i mercati elettrici degli altri Paesi Europei. In particolare, l'I-SEM introduce una nuova struttura del mercato MGP e MI, così come una revisione dei processi di settlement e di bilanciamento della rete in tempo reale.

### Polonia

#### • **Meccanismo d'asta per eolico onshore**

Per effetto dell'approvazione di un emendamento al RES Act del 29 giugno 2018, per l'anno in corso è stata prevista un'asta in cui potranno partecipare i nuovi impianti eolici onshore per un contingente di potenza di circa 1 GW.

ERG detiene in Polonia un progetto ready to build di circa 36 MW che possiede i requisiti regolatori per poter partecipare a tale asta.

Tale emendamento, intervenendo altresì sulla individuazione delle componenti delle turbine eoliche rilevanti ai fini della determinazione della Real Estate Tax, ha ripristinato con effetti retroattivi dal 1° gennaio 2018 la più favorevole modalità di tassazione immobiliare dei parchi eolici già vigente fino al 1° gennaio 2017.

Nel mese di settembre, l'Autorità di Regolazione (URE) ha fissato, per il prossimo 5 novembre, la data dell'asta per impianti eolici e fotovoltaici di nuova costruzione di potenza superiore ad 1 MW. Il prezzo massimo di riferimento per gli impianti eolici è stato fissato a 350 PLN/MWh, mentre per i fotovoltaici è stata di 400 PLN/MWh.

## SOLARE

A partire dal gennaio 2018 ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh attraverso 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

I risultati di seguito esposti includono anche il contributo di ISAB Energy Solare S.r.l., società già del Gruppo, precedentemente valutata con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative (capacità installata inferiore ad 1 MW e produzione annua di circa 1 GWh, attraverso pannelli solari installati in Sicilia presso il sito IGCC ISAB di Priolo).

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

#### RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017	(Milioni di Euro)	2018	2017
14	n.a.	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	32	n.a.
12	n.a.	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	28	n.a.
(5)	n.a.	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(15)	n.a.
7	n.a.	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	13	n.a.
0	n.a.	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	345	n.a.
89%	n.a.	EBITDA Margin % <sup>(2)</sup>	87%	n.a.
45	n.a.	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	109	n.a.

(1) non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

(2) rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

Nel **terzo trimestre del 2018** le produzioni sono risultate pari a circa 45 GWh ed il relativo load factor pari al 23%.

I **ricavi** del terzo trimestre del 2018 sono risultati pari complessivamente a 14 milioni, di cui 11 milioni relativi a ricavi da conto energia e 3 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel terzo trimestre del 2018 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 303 Euro/MWh, di cui 236 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 67 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del terzo trimestre del 2018 è stato pari complessivamente a 12 milioni, di cui 14 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 2 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione, in linea con le aspettative.

L'**EBITDA margin** nel terzo trimestre 2018 è risultato complessivamente pari all'89%.

Nei **primi nove mesi del 2018** le produzioni sono risultate pari a circa 109 GWh ed il relativo load factor pari al 19%.

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2018 sono stati pari a complessivamente a 32 milioni, di cui 25 milioni relativi a ricavi da conto energia e 7 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nei primi nove mesi del 2018 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 295 Euro/MWh, di cui 236 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 59 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** dei primi nove mesi del 2018 è stato pari complessivamente a 28 milioni, di cui 32 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 4 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione, in linea con le aspettative.

L'**EBITDA margin** nei primi nove mesi del 2018 è risultato complessivamente pari all'87%.

## Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi del 2018 si riferiscono all'acquisizione di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030. L'enterprise value dell'operazione è stato pari a circa 345 milioni di Euro.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

Per quanto attiene al blocco temporaneo delle autorizzazioni per l'installazione di impianti eolici e solari in Sicilia, si rimanda al paragrafo del capitolo Eolico.

## IDROELETTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso la partecipazione in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia; tali impianti sono eserciti nell'ambito delle relative concessioni idroelettriche che scadranno alla fine del 2029.

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,9 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,5 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi vitali che sono incrementati di 0,4 MW a seguito dell'ultimazione della costruzione di tre nuovi impianti mini idro che accedono alla tariffa FER ex D.M. 23/6/2016.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Si riporta di seguito il contributo apportato dagli asset idroelettrici ai risultati del Gruppo, tenendo presente che a partire dal mese di luglio 2016 la società ERG Power Generation S.p.A. è operatore del mercato e utente del dispacciamento dei principali impianti della società ERG Hydro S.r.l.

#### RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017	(Milioni di Euro)	2018	2017
51	29	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	151	104
38	19	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	118	73
(14)	(15)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(43)	(44)
23	4	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	74	29
2	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	3	4
74%	65%	EBITDA Margin %	78%	70%
401	232	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	1.402	884

(1) i dati esposti non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

Nel **terzo trimestre dell'anno 2018** i ricavi, pari a 51 milioni sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 27 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 22 milioni oltre a ricavi da MSD per 1 milione.

I costi, complessivamente pari a 13 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, di operation & maintenance, canoni assicurativi e costi per servizi.

Nei **primi nove mesi del 2018** i ricavi, pari a 151 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 83 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 62 milioni oltre a ricavi da MSD per 4 milioni.

I costi, complessivamente pari a 33 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, di operation & maintenance, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del terzo trimestre del 2018 è risultato pari a 38 milioni (19 milioni nel terzo trimestre 2017), di fatto raddoppiato grazie alla elevata idraulicità, in incremento di 19 milioni rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

Il margine operativo lordo dei primi nove mesi del 2018 è risultato pari a 118 milioni (73 milioni nei primi nove mesi del 2017), in aumento di 45 milioni, grazie alla elevata idraulicità, pari a 54 milioni, e nonostante il 2017 avesse beneficiato di ricavi per incentivi pregressi per circa 8 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale per la dinamica dei prezzi zionali riscontrata nell'area Centro Nord in Italia nel periodo nonché per la modulazione degli impianti, sia il valore della tariffa incentivante (ex "certificato verde"), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario inferiore a quello del 2017 e pari a circa 99 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2018 pari rispettivamente a 401 GWh e 1.402 GWh, hanno dunque beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari complessivamente a circa 119 Euro/MWh nel trimestre, 105 nei nove mesi (nel 2017 rispettivamente 122 nel trimestre e 107 Euro/MWh nei nove mesi 2017 esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi).

L'EBITDA margin del terzo trimestre del 2018 è risultato complessivamente pari al 74%, in significativa crescita rispetto al 65% del terzo trimestre 2017.

L'EBITDA margin dei primi nove mesi del 2018 è risultato complessivamente pari al 78%, in significativa crescita rispetto al 70% dei primi nove mesi del 2017.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari nel terzo trimestre al 34% (20% nel precedente esercizio) e nei primi nove mesi del 2018 al 41% (rispetto al 26% nei primi nove mesi del 2017), ha beneficiato della elevata idraulicità riscontrata e della gestione del livello degli invasi (produzione di 1.402 GWh nei primi nove mesi del 2018, in aumento sia rispetto al corrispondente periodo del 2017 che alla media storica decennale).

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 526, 520 e 124 metri s.l.m., in netta riduzione rispetto al 30 giugno 2018 per i fenomeni stagionali e sostanzialmente in linea con i livelli al 31 dicembre 2017 (rispettivamente 526, 524 e 131 metri s.l.m.), a seguito in particolare dell'utilizzo degli invasi avvenuto nel terzo trimestre sia in previsione degli apporti attesi nella stagione autunnale sia dello scenario prezzi favorevole.

## Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 3 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## TERMOELETTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

#### RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017	(Milioni di Euro)	2018	2017
115	108	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	302	335
18	23	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	48	63
(8)	(7)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(23)	(23)
11	16	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	25	39
2	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	5
16%	21%	EBITDA Margin %	16%	19%
591	638	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.645	1.812

(1) i dati esposti non includono gli special items come indicati nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti interne di utenza (RIU), la totalità della produzione di energia elettrica di ERG Power è destinata al mercato catturando il prezzo zonale Sicilia, mentre l'energia elettrica destinata alla copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo che rientra dal 2018 nella normativa ex RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso al Prezzo Unico Nazionale. Nel 2017, ante normativa RIU, circa un quarto delle produzioni era destinato direttamente ai clienti di sito, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Nel corso del **terzo trimestre 2018** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 591 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (638 GWh) a fronte di un contesto di mercato meno favorevole con margini netti di generazione in calo per effetto della progressiva crescita dei prezzi della CO<sub>2</sub> e del gas naturale nel periodo non ancora riflessi completamente nei prezzi di vendita. Tale trend è stato in linea con quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 154 migliaia di tonnellate, in diminuzione del 13% rispetto alle 178 migliaia di tonnellate del terzo trimestre 2017.

Il margine operativo lordo adjusted del terzo trimestre 2018 è risultato pari a 18 milioni (23 milioni nell'analogo periodo del 2017). La diminuzione del risultato è attribuibile alle minori produzioni per manutenzioni avvenute nel mese di luglio alle turbine a vapore, in misura minore al minor contributo delle vendite che hanno risentito dell'anadamento meno profittevole dello spark spread.

Nel corso dei **primi nove mesi del 2018** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.645 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (1.812 GWh) a fronte di un contesto di mercato meno favorevole

con margini netti di generazione in calo per effetto della progressiva crescita dei prezzi della CO<sub>2</sub> e del gas naturale nel periodo non ancora riflessi completamente nei prezzi di vendita. Tale trend è stato in linea con quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico. La fornitura netta di vapore ai clienti captivi del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 498 migliaia di tonnellate, in diminuzione del 13% rispetto alle 575 migliaia di tonnellate dei primi nove mesi del 2017. Il margine operativo lordo adjusted dei primi nove mesi del 2018 è risultato pari a 48 milioni (63 milioni nei primi nove mesi del 2017). La diminuzione del risultato è attribuibile al minor contributo al risultato dei Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, che nel 2017 avevano beneficiato per circa 11 milioni della rivalutazione dei Titoli maturati nell'anno precedente.

Inoltre i risultati hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO<sub>2</sub>.

## Investimenti

Gli investimenti del periodo 2018 (2 milioni nel trimestre e 4 milioni nei primi nove mesi del 2018) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

### • Titoli di efficienza energetica

Ad aprile 2017 è stato pubblicato il D.M. 11 gennaio 2017 che, definendo gli obiettivi di risparmio energetico per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni dal 2017 al 2020, incide sul bilancio tra domanda e offerta dei titoli di efficienza energetica (TEE).

In data 15 febbraio 2018, il Gestore dei Mercati Energetici, su disposizione del Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato una modifica urgente alle Regole di Funzionamento del Mercato dei TEE prevedendo che le sessioni di mercato passino da settimanali a mensili, con l'obiettivo di limitare la volatilità dei prezzi. L'ARERA, con Deliberazione 139/2018/R/EFR del 9 marzo 2018 ha approvato la modifica disposta dal GME.

Nel mese di luglio è stato pubblicato il D.M. 10 maggio 2018, contenente ulteriori modifiche al sistema dei TEE. Le principali disposizioni hanno riguardato misure per la semplificazione dell'accesso al sistema di incentivazione, l'introduzione, dal 1° giugno 2018, di un cap pari a 250 Euro/TEE al Contributo Tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati all'acquisto di TEE e, infine, la possibilità per il GSE di emettere TEE virtuali (non associati ad alcuno specifico progetto) per sopperire a contingenti deficit di offerta nel mercato.

Al fine di incrementare la liquidità del mercato, il 12 settembre il Gestore dei Mercati Energetici ha pubblicato una modifica urgente al Regolamento per il funzionamento del mercato dei TEE, ripristinando la cadenza settimanale delle sessioni. L'ARERA, con delibera 501/2018/R/efr, ha approvato le modifiche regolamentari introdotte dal GME

## INCENTIVE FRAMEWORK

### INCENTIVI SETTORE EOLICO

#### Italia

- **Impianti entrati in esercizio prima del 2013:** feed-in premium (FIP) pari a  $(180 \text{ Euro/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  dove  $P^{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
- **Impianti entrati in esercizio dal 2013:** assegnazione incentivi tramite partecipazione ad aste al ribasso. Durata incentivo: 20 anni.

#### Germania

- **Impianti in esercizio entro luglio 2014:** tariffa di tipo feed-in-tariff (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012).
- **Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016:** tariffa di tipo FIP (EEG 2014).
- **Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018:** previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo.
- **Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi:** incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017).

#### Francia

- **Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015:** feed-in tariff (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del load factor effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400.
- **Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016:** feed-in premium (FIP). La FIP è articolata in più componenti: complément de rémunération, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia.
- **Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti:** il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW.

#### Bulgaria

- Tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni (impianto di Hrabrovo) o 15 anni (impianto di Tcheraga). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Tali modifiche normative sono attualmente oggetto di ricorso da parte dei Produttori rinnovabili.

#### Polonia

- **Impianti in esercizio entro luglio 2016:** Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Per l'anno 2018, a seguito della chiusura delle contrattazioni del 2017, la penale è fissata in 48,53 PLN/MWh.
- **Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta multitecnologica** eolico – fotovoltaico. I contingenti d'asta sono annualmente definiti dal Governo.

### Romania

- Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:
  - a) periodo di recupero dei "certificati verdi" (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (che deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
  - b) il periodo di validità dei "certificati verdi" (CV), che viene esteso al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi).
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 Euro/MWh (da 57 Euro/MWh) e 29,4 Euro/MWh (da 27 Euro/MWh);
- la quota d'obbligo in capo ai consumatori di energia elettrica, che dal 2018 sarà determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 Euro/MWh;
- a partire da settembre 2017 sono stati creati due mercati centralizzati "anonimi" per lo scambio dei CV: il mercato centralizzato anonimo a termine dei contratti bilaterali di CV (PCTCV) e il mercato centralizzato anonimo spot di "certificati verdi" (CV).

## INCENTIVI SETTORE SOLARE

### Italia

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Le disposizioni contenute nel D.M. 17/10/2014 hanno previsto, entro novembre 2014, l'obbligo per i produttori di scegliere tra varie modalità di rimodulazione degli incentivi:
  - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17 e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
  - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
  - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.

## IDROELETTRICO

### Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a  $(180 \text{ Euro/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  dove  $P^{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: assegnazione tariffa onnicomprensiva tramite accesso diretto per gli impianti idroelettrici di potenza inferiore a 250 KW, se rientrano in determinate casistiche. Durata incentivo: 20 anni.

## TERMoeLETTRICO (Cogenerazione)

### Italia

- La Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR (Cogenerazione di energia elettrica e calore utile) è incentivata tramite il riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica - TEE (Certificati Bianchi), rilasciati per 10 anni sulla base del risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore. I TEE sono scambiati in un mercato organizzato gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) ovvero attraverso contrattazione bilaterale tra operatori.

# PROSPETTI CONTABILI

## CONTO ECONOMICO ADJUSTED

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli special items. Come già indicato nelle Premesse, sono esposti i dati comparativi restated per tenere conto della variazione di perimetro legata a TotalErg e Brockaghboy e dell'applicazione dell'IFRS 15.

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

3° trimestre				Primi 9 mesi	
2018	2017 restated	(Milioni di Euro)		2018	2017 restated
250,3	224,5	Ricavi della gestione caratteristica	1	766,0	758,7
2,8	2,3	Altri ricavi e proventi	2	16,8	7,1
<b>253,1</b>	<b>226,9</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>782,9</b>	<b>765,8</b>
(93,8)	(77,4)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(233,4)	(248,8)
(39,9)	(37,1)	Costi per servizi e altri costi operativi	4	(122,7)	(114,6)
(14,8)	(14,1)	Costi del lavoro		(45,4)	(45,9)
<b>104,7</b>	<b>98,2</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>381,4</b>	<b>356,4</b>
(67,1)	(62,4)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(203,3)	(188,1)
<b>37,5</b>	<b>35,8</b>	<b>Risultato operativo netto</b>		<b>178,0</b>	<b>168,4</b>
(15,3)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	6	(53,1)	(49,3)
0,1	0,2	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	7	0,1	0,1
<b>22,3</b>	<b>20,7</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>125,0</b>	<b>119,2</b>
(5,7)	(4,9)	Imposte sul reddito	8	(32,8)	(30,9)
<b>16,6</b>	<b>15,8</b>	<b>Risultato d'esercizio</b>		<b>92,2</b>	<b>88,3</b>
(0,0)	0,0	Risultato di azionisti terzi		(0,1)	0,0
<b>16,6</b>	<b>15,8</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>92,1</b>	<b>88,3</b>

### 1 - Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e, a partire dal gennaio 2018, da impianti solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo 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). Si segnalano infine le vendite di altre utilities e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo.
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione, delle centrali idroelettriche e degli impianti solari.

I ricavi del **terzo trimestre 2018** sono statipari a 250 milioni in aumento rispetto ai 225 milioni del terzo trimestre 2017, in conseguenza dei seguenti fattori:

- il decremento (-17 milioni) del **settore Eolico** legato prevalentemente a minori incentivi in Italia e Romania e minori produzioni nel periodo in parte compensati da un maggiore prezzo di vendita dell'energia elettrica in Italia (complessivamente 70 milioni verso 87 milioni);
- il nuovo contributo del **settore Solare**, consolidato a partire dal gennaio 2018 (14 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte aumento rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (+22 milioni) a seguito dell'elevata idraulicità del periodo (51 milioni verso 29 milioni);
- il lieve incremento (+7 milioni) del **settore Termoelettrico** principalmente legato all'andamento del prezzo dell'energia elettrica (115 milioni verso 108 milioni).

I ricavi dei **primi nove mesi del 2018** sono stati pari a 766 milioni in aumento rispetto ai 759 milioni dei primi nove mesi del 2017. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-39 milioni) del **settore Eolico** legato prevalentemente a minori incentivi in Italia e Romania, minori produzioni in Italia parzialmente compensate da maggiori produzioni in Francia e da un maggiore prezzo di vendita dell'energia elettrica in Italia, in Francia, in Germania e Polonia (complessivamente 280 milioni verso 319 milioni);
- il nuovo contributo del **settore Solare**, consolidato a partire dal gennaio 2018 (32 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte aumento rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (+47 milioni) a seguito dell'elevata idraulicità del periodo (151 milioni verso 104 milioni);
- il decremento (-32 milioni) del **settore Termoelettrico** legato a minori vendite a clienti finali (302 milioni verso 335 milioni).

## 2 - Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi e i contributi in conto esercizio. L'aumento degli altri ricavi e proventi rispetto ai primi nove mesi del 2017 è principalmente dovuto a rilasci di stanziamenti eccedenti derivanti dalla chiusura di partite pregresse non più dovute.

## 3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas e CO<sub>2</sub>, utilities e di vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di Energy Management.

Nel **terzo trimestre 2018** sono risultati pari a 94 milioni in aumento rispetto al medesimo periodo del 2017 (77 milioni) principalmente per l'aumento del costo di acquisto del gas e CO<sub>2</sub> correlato alle produzioni del settore Termoelettrico.

Nei **primi nove mesi del 2018** sono risultati pari a 233 milioni in diminuzione di circa 14 milioni rispetto all'analogo periodo del 2017 principalmente per minori costi di acquisto di energia elettrica in corrispondenza di minori vendite a clienti parzialmente compensati da maggiori costi per acquisti di gas e CO<sub>2</sub>.

La variazione delle rimanenze, legata ai magazzini ricambi, risulta non significativa.

#### 4 - Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dell'energia elettrica), i costi per utilities, i costi per concessioni idroelettriche, per convenzioni con enti locali, per consulenze, 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.

L'aumento dei costi per servizi nel trimestre (40 milioni verso 37 milioni) e nei primi nove mesi (123 milioni verso 115 milioni) è riconducibile alla variazione dell'area di consolidamento a seguito delle acquisizioni effettuate nel periodo.

#### 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico, all'impianto CCGT e nel 2018 anche agli impianti solari.

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione degli impianti solari (5 milioni nel trimestre e 15 milioni nei primi nove mesi) ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia nei primi nove mesi del 2018.

#### 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del **terzo trimestre 2018** sono risultati pari a 15 milioni, in linea con il terzo trimestre del 2017, in conseguenza di un aumento del debito a medio-lungo termine, legato alla variazione del perimetro di consolidamento, compensato dagli effetti delle operazioni di Liability Management, che hanno contribuito a partire dal terzo trimestre al miglioramento delle condizioni economiche del debito del Gruppo.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel trimestre si è attestato al 2,8% rispetto al 3,1% del 2017.

Gli oneri finanziari netti dei **primi nove mesi del 2018** sono stati pari a 53 milioni, in lieve aumento rispetto ai 49 milioni del 2017, principalmente per l'aumento del debito a medio-lungo termine a causa della variazione del perimetro di consolidamento.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nei primi nove mesi dell'anno si è attestato al 3,0% rispetto al 3,2% del 2017. La remunerazione della liquidità investita, includendo anche il credito verso api, è stata in linea con quella dei primi nove mesi del 2017.

La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Si precisa infine che gli oneri finanziari netti adjusted qui commentati non includono componenti positive (special items) pari a 8 milioni nei primi nove mesi e 3 milioni nel terzo trimestre relativi ai proventi finanziari netti rilevati, in base all'IFRS 9, in riferimento ad operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti.

### 7 - Proventi (oneri) da partecipazioni netti

Nel corso dei **primi nove mesi del 2018** il Gruppo ha ceduto la partecipazione in Brockaghboy Windfarm Ltd. realizzando una plusvalenza pari a 27 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione sono considerate special item e pertanto non sono riflesse nella qui commentata riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti" del Conto Economico adjusted.

Si ricorda infine che in data 10 gennaio 2018 il Gruppo ha ceduto la propria partecipazione in TotalErg: ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo i risultati adjusted<sup>11</sup> della partecipata precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto. Nei primi nove mesi del 2018 tale contributo risultava positivo per 25 milioni (+10 milioni nel terzo trimestre 2017).

### 8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del **terzo trimestre 2018** sono state pari a 6 milioni (5 milioni nello stesso periodo 2017). Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è stato pari al 26% (24% nel terzo trimestre 2017).

Le imposte sul reddito dei **primi nove mesi del 2018** sono risultate pari a 33 milioni (31 milioni nei primi nove mesi del 2017). Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 26% (26% nel 2017).

---

<sup>11</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

Lo Stato Patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale e della relazione finanziaria semestrale, 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.

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30/09/2017	(Milioni di Euro)	30/09/2018	30/06/2018	31/12/2017
3.280,8	Capitale immobilizzato	3.312,7	3.343,8	3.260,8
140,8	Capitale circolante operativo netto	182,7	224,1	150,0
(6,6)	Trattamento di fine rapporto	(6,0)	(5,8)	(6,4)
319,7	Altre attività	316,4	322,2	278,7
(582,2)	Altre passività	(597,0)	(608,9)	(573,0)
<b>3.152,6</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.208,7</b>	<b>3.275,4</b>	<b>3.110,1</b>
1.782,5	Patrimonio netto di Gruppo	1.819,3	1.807,8	1.877,5
0,0	Patrimonio netto di terzi	0,0	1,2	0,0
1.370,1	Indebitamento finanziario netto	1.389,4	1.466,4	1.232,7
<b>3.152,6</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.208,7</b>	<b>3.275,4</b>	<b>3.110,1</b>
43%	<b>Leva finanziaria</b>	43%	45%	40%

### 1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2017</b>	<b>767,5</b>	<b>2.252,2</b>	<b>241,1</b>	<b>3.260,8</b>
Investimenti	5,3	29,1	0,0	34,4
Variazioni area di consolidamento	205,3	204,8	(183,7)	226,4
Disinvestimenti e altre variazioni	0,3	(5,3)	(0,4)	(5,5)
Ammortamenti	(41,4)	(162,0)	0,0	(203,3)
<b>Capitale immobilizzato al 30/09/2018</b>	<b>937,0</b>	<b>2.318,8</b>	<b>57,0</b>	<b>3.312,7</b>

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce principalmente all'acquisizione di impianti solari in Italia, di parchi eolici all'estero, alla cessione della partecipazione in TotalErg e del parco eolico di Brockaghboy.

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 incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali. La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica stagionale degli incassi

relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento. Inoltre, nel secondo trimestre è stata regolata una posizione debitoria di circa 42 milioni legata ad acquisti OIL di anni precedenti.

La diminuzione rispetto al 30 giugno è dovuta principalmente agli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2018, ai sensi della normativa vigente, e all'incasso dei Titoli di Efficienza relativi al 2017.

### 3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso. La diminuzione nel terzo trimestre è riconducibile alla regolazione di alcune poste di natura tributaria legate nell'ambito degli accordi di consolidato Fiscale con società non consolidate integralmente.

### 4 - Altre passività

Sono relative principalmente 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. Il decremento delle altre passività nel terzo trimestre è principalmente dovuto alla riduzione dei debiti tributari per il pagamento delle imposte sul reddito.

### 5 - Indebitamento finanziario netto

#### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/09/2017	(Milioni di Euro)	30/09/2018	30/06/2018	31/12/2017
1.861,9	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.777,2	1.844,8	1.788,7
(491,8)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(387,8)	(378,4)	(556,0)
<b>1.370,1</b>	<b>Totale</b>	<b>1.389,4</b>	<b>1.466,4</b>	<b>1.232,7</b>

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

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/09/2017	(Milioni di Euro)	30/09/2018	30/06/2018	31/12/2017
670,0	Debiti verso banche a medio-lungo termine	678,4	740,7	670,6
(58,6)	Quota corrente mutui e finanziamenti	(150,6)	(129,9)	(58,6)
222,0	Debiti finanziari a medio-lungo termine	209,8	201,5	205,9
<b>833,4</b>	<b>Totale</b>	<b>737,7</b>	<b>812,2</b>	<b>817,8</b>
1.208,7	Totale Project Financing	1.228,2	1.222,5	1.114,7
(180,2)	Quota corrente Project Financing	(152,0)	(153,6)	(143,8)
<b>1.028,5</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>1.076,3</b>	<b>1.068,9</b>	<b>970,9</b>
<b>0,0</b>	<b>Crediti finanziari a lungo termine</b>	<b>(36,7)</b>	<b>(36,4)</b>	<b>0,0</b>
<b>1.861,9</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.777,2</b>	<b>1.844,8</b>	<b>1.788,7</b>

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 30 settembre 2018 sono pari a 678 milioni di Euro (671 milioni al 31 dicembre 2017) e si riferiscono a:

- un corporate acquisition loan di 291 milioni di Euro, sottoscritto con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali funzionale all'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.ON Produzione, ora ERG Hydro S.r.l.;
- tre corporate loan bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni), UBI Banca S.p.A. (100 milioni) ed UniCredit S.p.A. (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del corporate acquisition loan sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);
- un corporate loan con Mediocredito (70 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite a inizio anno.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (4 milioni) e dell'effetto della rinegoiazione dei finanziamenti (4 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

La quota corrente mutui e finanziamenti (151 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine", pari a 210 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:

- passività nette derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 94 milioni (106 milioni al 31 dicembre 2017);
- passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni<sup>12</sup>) effettuato nel terzo semestre 2017, finalizzato al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia;
- passività correlata a componente differita (12 milioni) del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia.

I debiti per "Totale Project Financing" (1.228 milioni al 30 settembre 2018) sono relativi a:

- finanziamenti per 54 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.
- finanziamenti per 170 milioni di Euro relativi alle neo acquisite società del gruppo ForVei (solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
- finanziamenti per 1.004 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici di cui 438 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 52 milioni di Euro. In merito

---

<sup>12</sup> Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

all'acquisizione di ERG Wind si ricorda che in applicazione dell'IFRS 3 la passività finanziaria relativa al Project Financing è stata rilevata, in sede di purchase price allocation, al fair value. Tale fair value risultava inferiore rispetto al valore nominale in considerazione delle condizioni di stipula più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione. La differenza tra il fair value positivo della passività e il suo valore nominale è conseguentemente gestita attraverso il metodo del costo ammortizzato lungo il periodo di durata del finanziamento.

A partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica l'IFRS 9. Con riferimento ai principali effetti sul Gruppo si precisa che l'applicazione del principio non consente di differire gli effetti economici della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito modificando il tasso di interesse effettivo del debito a quella data: ciò comporta la contabilizzazione di un utile o una perdita immediata alla data della modifica della passività, in contropartita alla riduzione del debito corrispondente. L'applicazione del principio ha comportato la riduzione dei debiti per finanziamenti alla data di transizione (1° gennaio 2018) per 7 milioni in contropartita di un maggiore patrimonio netto di apertura, al netto dei relativi effetti fiscali.

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 30 settembre 2018 risulta essere pari a 11 milioni.

I crediti finanziari a lungo termine pari a 37 milioni si riferiscono alla componente differita del corrispettivo di cessione di TotalErg ad api S.p.A. Tale componente differita è regolata da un vendor loan agreement con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

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

30/09/2017	(Milioni di Euro)	30/09/2018	30/06/2018	31/12/2017
1,5	Debiti verso banche a breve termine	81,4	43,9	83,0
58,6	Quota corrente mutui e finanziamenti	150,6	129,9	58,6
1,5	Altri debiti finanziari a breve termine	2,6	4,7	1,7
<b>61,6</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>234,6</b>	<b>178,5</b>	<b>143,3</b>
(444,0)	Disponibilità liquide	(502,5)	(432,1)	(679,2)
(107,2)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(63,0)	(124,4)	(28,8)
<b>(551,2)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(565,4)</b>	<b>(556,5)</b>	<b>(708,0)</b>
180,2	Project Financing a breve termine	152,0	153,6	143,8
(182,5)	Disponibilità liquide	(209,0)	(153,9)	(135,1)
<b>(2,3)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(57,0)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>8,7</b>
<b>(491,8)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(387,8)</b>	<b>(378,4)</b>	<b>(556,0)</b>

L'incremento della quota corrente dei mutui e finanziamenti è correlato alle scadenze previste dai piani di ammortamento dei finanziamenti Corporate.

L'importo delle disponibilità liquide è diminuito nei primi nove mesi del 2018 principalmente per le acquisizioni delle società solari e dei parchi eolici all'estero.

Nel terzo trimestre l'importo delle disponibilità liquide è aumentato a seguito degli incassi relativi a crediti per tariffa incentivante relativi al primo trimestre 2018 e ai Titoli di Efficienza Energetica relativi al 2017.

Il decremento della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" è legato alla chiusura di fondi di investimento che erano stati sottoscritti nel mese di gennaio 2018 per l'allocazione temporanea di liquidità. I fondi, anche alla luce della forte volatilità sui mercati azionari ed obbligazionari, sono stati liquidati nel corso del trimestre con una lieve perdita.

### Liability Management

Nel corso dei primi nove mesi del 2018 sono state perfezionate alcune operazioni di Liability Management, che contribuiscono al miglioramento delle condizioni economiche e di durata della struttura del debito del Gruppo.

In particolare, nel mese di giugno, 5 società del Gruppo operanti nel settore solare, acquisite a inizio anno, hanno estinto anticipatamente gli accordi di leasing relativi ai loro asset sostituendoli con un finanziamento su base Corporate per circa 70 milioni di Euro, migliorando significativamente le condizioni economiche complessive. Inoltre, sempre nel mese di giugno, ERG Eolica Adriatica S.r.l. ha rifinanziato il contratto di Project Financing per un ammontare di circa 98 milioni di Euro, con un pool di banche nazionali ed internazionali ed ERG S.p.A. nel mese di luglio ha rifinanziato un finanziamento corporate ottenendo, in entrambi i casi, un miglioramento delle condizioni sia economiche che di durata rispetto al precedente finanziamento.

Le operazioni sopra citate si inquadrano nel più ampio programma di Liability Management eseguito nel periodo che ha visto nel suo complesso la rinegoziazione di circa 500 milioni di Euro di debito, con una riduzione media ponderata annua del relativo costo pari a circa l'1%, i cui benefici sono rilevati a partire dal termine del secondo trimestre del 2018, ed un allungamento dell'attuale duration finanziaria di circa un anno.

## Flussi finanziari

L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2018	2017		2018	2017
104,7	98,2	Margine operativo lordo adjusted	381,4	356,4
36,6	69,7	Variazione capitale circolante	(106,8)	16,0
<b>141,2</b>	<b>167,9</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>274,5</b>	<b>372,4</b>
(13,0)	(10,9)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(34,4)	(35,1)
(24,1)	-	Acquisizioni di aziende (business combination)	(449,4)	(39,5)
0,9	(0,4)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	15,0
-	-	Cessione partecipazione TotalErg	179,5	-
-	-	Cessione net assets Brockaghboy	105,7	-
0,0	-	Disinvestimenti e altre variazioni	0,2	-
<b>(36,1)</b>	<b>(11,3)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(198,2)</b>	<b>(59,6)</b>
(15,3)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari	(53,1)	(49,3)
0,1	(0,0)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	(0,1)
<b>(15,2)</b>	<b>(15,3)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(53,0)</b>	<b>(49,4)</b>
<b>(8,1)</b>	-	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(8,1)</b>	<b>(15,2)</b>
-	-	Distribuzione dividendi	(171,1)	(74,4)
(4,9)	2,7	Altri movimenti di patrimonio netto	1,3	13,3
<b>(4,9)</b>	<b>2,7</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(169,8)</b>	<b>(61,1)</b>
<b>0,1</b>	-	<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>(2,1)</b>	-
<b>1.466,4</b>	<b>1.514,1</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.232,7</b>	<b>1.557,2</b>
(77,0)	(144,0)	Variazione netta	156,7	(187,1)
<b>1.389,4</b>	<b>1.370,1</b>	<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.389,4</b>	<b>1.370,1</b>

Il **Cash Flow operativo** dei **primi nove mesi del 2018** è positivo per 275 milioni, in diminuzione di 98 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 principalmente per il pagamento di una posizione debitoria per 42 milioni legata ad acquisti Oil di anni pregressi e da dinamiche puntuali del circolante influenzate anche dall'uscita dall'IVA di Gruppo di TotalErg.

Il **Cash Flow operativo** del **terzo trimestre** è positivo per 141 milioni, in diminuzione di 26 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 a seguito degli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2018 (91 milioni) e dei Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel 2017 (27 milioni),

Il **Cash flow da investimenti** dei **primi nove mesi del 2018** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (345 milioni), di Vent d'Est S.a.s. (14 milioni), delle società francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni) e della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia (23 milioni di Euro), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (34

milioni). Per un'analisi dettagliata degli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali effettuati nel periodo si rimanda al relativo capitolo.

Il cash flow da disinvestimenti è legato principalmente alla cessione della partecipazione in TotalErg e del parco eolico UK di Brockaghboy.

Il **Cash Flow da investimenti** del **terzo trimestre** riflette l'acquisizione della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd. (23 milioni di Euro), titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (13 milioni) relativi principalmente ai costi di sviluppo dei parchi eolici in Francia e Germania.

Il **cash flow da gestione finanziaria** si riferisce ai maggiori debiti legati agli interessi maturati nel periodo.

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente all'impatto della distribuzione dei dividendi agli azionisti, agli effetti della transizione all'IFRS 9 alla data di prima applicazione (1° gennaio 2018) al netto dei relativi effetti fiscali e ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce:

- agli effetti del consolidamento integrale di partecipazioni precedentemente rilevate con il metodo del costo in quanto non ancora operative (WP France 6, Evishagaran e Sandy Knowe) o di dimensioni non significative (ISAB Energy Solare).

## 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:

- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- 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 di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire

dal Resoconto Intermedio al 31 marzo 2018 comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A;

- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione CONSOB 15519/2006 comprendendo inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (37 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg oltre che la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati;
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
  - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
  - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

## Riconciliazione con i risultati economici adjusted

### MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre		Nota	Primi 9 mesi		
2018	2017 restated		2018	2017 restated	
104,7	98,2	Margine operativo lordo Attività continue	378,1	356,4	
0,0	0,0	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	3,3	0,0
104,7	98,2	Margine operativo lordo	381,4	356,4	
<b>Esclusione Special Items</b>					
0,0	0,0	- Esclusione Special Items	0,0	0,0	
104,7	98,2	Margine operativo lordo adjusted	381,4	356,4	

### AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

3° trimestre		Nota	Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
(67,1)	(62,4)		(202,6)	(188,1)
0,0	0,0	1	(0,7)	0,0
(67,1)	(62,4)		(203,3)	(188,1)
0,0	0,0		0,0	0,0
(67,1)	(62,4)		(203,3)	(188,1)

### RISULTATO NETTO DI GRUPPO

3° trimestre		Nota	Primi 9 mesi	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
19,2	15,8		124,3	88,3
0,0	0,0		0,0	0,0
0,0	0,0	2	(26,2)	0,0
(2,6)	0,0	3	(6,0)	0,0
16,6	15,8		92,1	88,3

- I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.  
Nel presente Resoconto, per agevolare la comprensione dei dati, si è ritenuto opportuno esporre e commentare nell'attività ordinaria, i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018 - 07 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione della Gestione del Bilancio 2017 e con la Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2018.
- La già commentata cessione di Brockaghboy ha comportato la rilevazione di una plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie che ai fini del presente Resoconto è considerata special item.
- Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nei primi nove mesi del 2018 di un provento netto per circa 6 milioni (3 milioni nel terzo trimestre 2018). 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 Resoconto.

<b>PRIMI NOVE MESI DEL 2018</b>	<b>Schemi di bilancio</b>	<b>Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy</b>	<b>Storno Special items</b>	<b>Conto economico adjusted</b>
Ricavi della gestione caratteristica	763,1	2,9	-	766,0
Altri ricavi e proventi	16,0	0,9	-	16,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>779,0</b>	<b>3,8</b>	<b>-</b>	<b>782,9</b>
Costi per acquisti	(234,6)	(0,0)	-	(234,6)
Variazioni delle rimanenze	1,2	-	-	1,2
Costi per servizi e altri costi operativi	(122,2)	(0,6)	-	(122,7)
Costi del lavoro	(45,4)	-	-	(45,4)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>378,1</b>	<b>3,3</b>	<b>-</b>	<b>381,4</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(202,6)	(0,7)	-	(203,3)
<b>Risultato operativo</b>	<b>175,4</b>	<b>2,6</b>	<b>-</b>	<b>178,0</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(44,9)	(0,6)	(7,6)	(53,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	26,7	(26,7)	0,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>130,7</b>	<b>28,7</b>	<b>(34,3)</b>	<b>125,0</b>
Imposte sul reddito	(34,7)	(0,2)	2,2	(32,8)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>96,0</b>	<b>28,4</b>	<b>(32,2)</b>	<b>92,2</b>
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	0,0
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>124,4</b>	<b>-</b>	<b>(32,2)</b>	<b>92,2</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>124,3</b>	<b>-</b>	<b>(32,2)</b>	<b>92,1</b>

### Dati comparativi restated primi nove mesi del 2017

Ai fini del presente Resoconto, si è ritenuto opportuno modificare i dati economici comparativi 2017 al fine di tenere conto di quanto di seguito commentato:

- la già commentata **cessione di TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, ha segnato la definitiva uscita dal mondo OIL del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo risultati adjusted<sup>13</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da

<sup>13</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

partecipazioni netti". Nei primi nove mesi del 2017 tale contributo risultava positivo per 25 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017);

- a partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 - Revenue from Contracts** with Customers con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione netta (netting) di alcuni costi operativi a riduzione dei ricavi.

Si presenta di seguito una tabella di sintesi degli effetti descritti di cui sopra:

	Schemi di bilancio	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	765,3	(6,6)	-	-	758,7
Altri ricavi e proventi	7,1	-	-	-	7,1
<b>Ricavi totali</b>	<b>772,4</b>	<b>(6,6)</b>	-	-	<b>765,8</b>
Costi per acquisti	(250,0)	-	-	-	(250,0)
Variazioni delle rimanenze	1,3	-	-	-	1,3
Costi per servizi e altri costi operativi	(121,2)	6,6	-	-	(114,6)
Costi del lavoro	(45,9)	-	-	-	(45,9)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>356,4</b>	-	-	-	<b>356,4</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(188,1)	-	-	-	(188,1)
<b>Risultato operativo</b>	<b>168,4</b>	-	-	-	<b>168,4</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(49,3)	-	-	-	(49,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	26,2	-	(1,2)	(25,0)	0,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>145,3</b>	-	<b>(1,2)</b>	<b>(25,0)</b>	<b>119,2</b>
Imposte sul reddito	(30,9)	-	-	-	(30,9)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>114,4</b>	-	<b>(1,2)</b>	<b>(25,0)</b>	<b>88,3</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>114,4</b>	-	<b>(1,2)</b>	<b>(25,0)</b>	<b>88,3</b>
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>114,4</b>	-	<b>(1,2)</b>	<b>(25,0)</b>	<b>88,3</b>

TERZO TRIMESTRE 2018	Schemi di bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	250,3	-	-	250,3
Altri ricavi e proventi	2,8	-	-	2,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>253,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>253,1</b>
Costi per acquisti	(94,3)	-	-	(94,3)
Variazioni delle rimanenze	0,6	-	-	0,6
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,9)	-	-	(39,9)
Costi del lavoro	(14,8)	-	-	(14,8)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>104,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>104,7</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(67,1)	-	-	(67,1)
<b>Risultato operativo</b>	<b>37,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>37,5</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(11,9)	-	(3,4)	(15,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	-	-	0,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>25,7</b>	<b>-</b>	<b>(3,4)</b>	<b>22,3</b>
Imposte sul reddito	(6,5)	-	0,8	(5,7)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>19,2</b>	<b>-</b>	<b>(2,6)</b>	<b>16,6</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>19,2</b>	<b>-</b>	<b>(2,6)</b>	<b>16,6</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,0)	-	-	(0,0)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>19,2</b>	<b>-</b>	<b>(2,6)</b>	<b>16,6</b>

TERZO TRIMESTRE 2017	Schemi di bilancio	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	227,0	(2,5)	-	-	224,5
Altri ricavi e proventi	2,3	-	-	-	2,3
<b>Ricavi totali</b>	<b>229,4</b>	<b>(2,5)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>226,9</b>
Costi per acquisti	(78,2)	(0,5)	-	-	(78,7)
Variazioni delle rimanenze	1,3	-	-	-	1,3
Costi per servizi e altri costi operativi	(40,1)	3,0	-	-	(37,1)
Costi del lavoro	(14,1)	-	-	-	(14,1)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>98,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>98,2</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(62,4)	-	-	-	(62,4)
<b>Risultato operativo</b>	<b>35,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(15,3)	-	-	-	(15,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	14,3	-	(4,0)	(10,1)	0,2
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>34,8</b>	<b>-</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(10,1)</b>	<b>20,7</b>
Imposte sul reddito	(4,9)	-	-	-	(4,9)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>30,0</b>	<b>-</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(10,1)</b>	<b>15,8</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>30,0</b>	<b>-</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(10,1)</b>	<b>15,8</b>
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>30,0</b>	<b>-</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(10,1)</b>	<b>15,8</b>

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
20 ottobre 2018	Corporate	<p>In occasione della celebrazione dell'80° anniversario di ERG, la controllante San Quirico S.p.A. ed ERG S.p.A. hanno sottoscritto un accordo che prevede l'assegnazione gratuita di 80 azioni proprie ERG a favore di ciascun dipendente delle società italiane del Gruppo ERG, i cui oneri (ivi incluso il valore delle azioni proprie ERG) saranno integralmente rimborsati dalla stessa San Quirico S.p.A., holding delle famiglie Garrone e Mondini.</p> <p>L'assegnazione, che sarà finalizzata nel mese di gennaio 2019, riguarderà un numero massimo complessivo di 675 dipendenti e di 54.000 azioni, attualmente detenute in portafoglio dalla Società, ed avrà un valore complessivo stimato di circa 1,1 milioni di Euro.</p> <p>ERG, inoltre, ha deciso di attribuire ai dipendenti di tutte le società del Gruppo un riconoscimento straordinario di importo pari a 1.500 Euro, che con riferimento ai dipendenti delle società estere sarà incrementato di una somma corrispondente al valore delle azioni assegnate a ciascun dipendente delle società italiane. Il valore complessivo stimato di tale riconoscimento è pari a circa 1,2 milioni di Euro.</p>	Comunicato stampa del 20 ottobre 2018
		<p>Sempre nell'ambito della celebrazione dell'80° anniversario di ERG, il Gruppo si è reso disponibile a donare 1 milione di Euro al Comune di Genova, per contribuire a progetti di riqualificazione e sviluppo sostenibile nella bassa Valpolcevera, a seguito del crollo del ponte Morandi.</p>	
25 ottobre 2018	Termoelettrico	<p>ERG S.p.A., attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ed E.ON Energia S.p.A. hanno firmato un accordo quadro per la fornitura triennale di energia elettrica destinata al mercato italiano, rinnovabile per un ulteriore anno.</p> <p>L'accordo prevede la fornitura, da parte di ERG ad E.ON, di un volume complessivo di energia elettrica fino a circa 3TWh nel triennio 2019-21, che va incontro ai bisogni di una clientela sempre più sensibile alla sostenibilità ambientale. In base all'accordo, ERG potrà fornire i volumi di energia elettrica richiesti da E.ON per la copertura del fabbisogno orario dei propri clienti.</p>	Comunicato stampa del 25 ottobre 2018

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

---

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2018:

### Eolico

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie infatti all'acquisto dei parchi eolici di Melier (8 MW), Vent d'Est (16,25 MW) oltre alla prevista entrata in esercizio in corso d'anno dei parchi in costruzione di Torfou (18 MW) e di Vallée de l'Aa (13 MW) la capacità installata in Francia supererà i 300MW entro la fine del 2018. Tuttavia per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo, in linea con le aspettative del Piano Industriale 2018 – 2022, è previsto in diminuzione a seguito dell'effetto negativo della nuova normativa sugli sbilanciamenti, della progressiva uscita nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 72MW e del minor prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017. All'estero il risultato è previsto essere circa in linea con l'anno precedente, la maggiore potenza installata in Francia e lo scenario favorevole in Polonia compensano il venire meno del doppio certificato verde in Romania.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in netta diminuzione anche alla luce della scarsa anemologia riscontrata nei primi nove mesi dell'anno sia in Italia che all'estero.

### Solare

ERG nel 2018 è entrata nel Solare con l'acquisizione di FORVEI (89 MW), rafforzando ulteriormente la propria strategia di diversificazione tecnologica. Inoltre, la dimensione rilevante dell'operazione consentirà di ampliare ed ottimizzare il portafoglio di Energy Management e di capitalizzare le competenze industriali nella gestione degli assets.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Solare, contribuirà ad aumentare il risultato rispetto al 2017, anno in cui il Gruppo non era ancora entrato in questa tecnologia.

Si stima per l'intero esercizio 2018 un Margine Operativo lordo di oltre 30 milioni di Euro, in linea con quanto previsto nel Piano Industriale.

### Idroelettrico

ERG nel corso del 2018 continuerà nell'operazione di consolidamento del Nucleo idroelettrico di Terni. Si prevedono risultati in forte crescita grazie ai maggiori volumi attesi rispetto all'anno precedente, tali da più che compensare il minore prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, ed i ricavi legati al recupero di incentivi pregressi di circa 8 milioni di cui aveva beneficiato l'idroelettrico nel 2017.

Il risultato operativo lordo dell'idroelettrico è atteso in decisa crescita.

**Termoelettrico**

ERG nel corso del 2018 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT di ERG Power. Si prevedono risultati in netta riduzione a seguito di uno scenario prezzi meno favorevole e dalla riduzione del prezzo dei certificati bianchi, in parte mitigati dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, dai recuperi di efficienza operativa e dall'attività di Energy Management.

Il risultato operativo lordo nel termoelettrico è atteso in diminuzione.

Pertanto, per l'esercizio 2018 si conferma un'attesa per un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 490 e 500 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2017 (472 milioni) nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il minor prezzo dell'incentivo sui volumi incentivati sia nel Wind che nell'Hydro. Tali effetti vengono più che compensati dal contributo dei nuovi assets del Solare e dei nuovi parchi nel Wind all'estero, oltre che da una previsione di significativi maggiori volumi nell'Hydro.

Gli investimenti per il 2018 sono attesi nel range compreso tra 520 e 540 milioni di Euro, in linea con la precedente indicazione.

La generazione di cassa di ERG, sia operativa che derivante dalle dismissioni di TotalErg e Brockaghboy, consentirà di contenere l'incremento dell'indebitamento che si attesterà a circa 1,35 miliardi (1,23 miliardi nel 2017), compensando parzialmente gli investimenti del periodo nonché la distribuzione ordinaria e straordinaria del dividendo a 1,15€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

Genova, 13 novembre 2018

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



## **DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D.LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)**

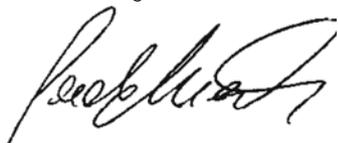
---

Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A. Paolo Luigi Merli dichiara ai sensi del comma 2 dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio sulla gestione, corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Genova, 13 novembre 2018

Il Dirigente Preposto alla redazione  
dei documenti contabili societari

Paolo Luigi Merli





## **ERG S.P.A.**

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

---

## **SEDE LEGALE**

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

[WWW.ERG.EU](http://WWW.ERG.EU)

