



# SPAFID

## CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-5-2019	Data/Ora Ricezione 07 Marzo 2019 07:48:30	MTA
---	---	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 114755

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : 1.1

Data/Ora Ricezione : 07 Marzo 2019 07:48:30

Data/Ora Inizio : 07 Marzo 2019 07:48:32

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31 dicembre 2018

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31 dicembre 2018**

**MOL consolidato a valori adjusted<sup>1</sup>: 491 milioni di Euro, 472 milioni nel 2017 restated<sup>2</sup>  
Risultato netto di Gruppo a valori adjusted: 107 milioni di Euro, 117 milioni nel 2017 restated  
Dividendo proposto Euro 0,75 per azione**

**Quarto trimestre 2018**

**MOL consolidato a valori adjusted 109 milioni di Euro, 116 milioni nel 4° Trimestre 2017 restated  
Risultato netto di Gruppo adjusted: 15 milioni di Euro, 29 milioni nel 4° Trimestre 2017 restated**

**Genova, 7 marzo 2019** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2018, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario e la relazione sulla remunerazione.

#### Risultati finanziari consolidati adjusted

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2018	2017 restated	Var. %		2018	2017 restated	Var. %
109	116	-6%	MOL	491	472	4%
38	52	-27%	Risultato operativo netto	216	220	-2%
15	29	-49%	Risultato netto di Gruppo	107	117	-9%

	31.12.18	31.12.17	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.343	1.233	+110
Leverage <sup>3</sup>	42%	40%	

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: “Il 2018 ha visto, oltre al completamento del processo di trasformazione industriale del Gruppo, una forte accelerazione rispetto agli obiettivi di crescita nelle rinnovabili, grazie all’acquisizione di 89 MW nel solare in Italia ed all’incremento di 55 MW nell’ambito dello sviluppo della *pipeline* eolica in Francia.

Il margine operativo lordo di 491 milioni di Euro è in crescita sia rispetto ai 472 milioni del 2017 che alla stima di inizio anno di 475 milioni, ed in linea con la *guidance* rivista al rialzo a giugno.

L’esercizio ha nel complesso beneficiato dell’apporto della nuova capacità eolica e solare in Francia e in Italia e dell’ottima performance dell’idroelettrico, nonostante un quarto trimestre caratterizzato da ridotta marginalità nel termoelettrico, dovuta soprattutto alla minore valorizzazione dei certificati bianchi, e da scarsa ventosità sia in Italia che all’estero.

Positivo in generale l’andamento dei prezzi dell’energia elettrica nei mercati di riferimento del Gruppo.

A valle di investimenti di sviluppo per circa 510 milioni, l’indebitamento netto pari a 1.343 milioni di Euro è superiore alla stima di 1.300 milioni fornita ad inizio anno per le accelerazioni citate, ma è coerente con la *guidance* aggiornata a giugno di 1.350 milioni.

Il Gruppo prosegue la realizzazione del piano industriale concentrandosi sullo sviluppo dell’eolico attraverso le *pipeline* all’estero e sui progetti di Repowering in Italia, avendo raggiunto in anticipo gli obiettivi nel fotovoltaico grazie alla recente acquisizione di ulteriori 51 MW, in una prospettiva di forte crescita delle rinnovabili in Europa confermata dai *draft* dei Piani Nazionali Energia e Clima.

Per il 2019 ci aspettiamo, in anticipo rispetto agli obiettivi di Piano, un margine operativo lordo compreso fra i 495 e i 515 milioni di Euro ed un indebitamento netto fra i 1.360 e i 1.440 milioni, inclusivi di investimenti che si attesteranno fra i 340 e i 370 milioni di euro.

Il Consiglio di Amministrazione proporrà all’Assemblea un dividendo ordinario a 0,75 euro per azione, coerentemente con le indicazioni contenute nel Piano Industriale.”

<sup>1</sup> Al fine di facilitare la comprensione dell’andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l’esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione “adjusted”. Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifica sezione del presente Comunicato “Indicatori Alternativi di Performance”

<sup>2</sup> Per la definizione e riconciliazione dei valori Restated si rimanda a quanto indicato nelle Premesse del presente Comunicato

<sup>3</sup> Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il project financing) ed il capitale investito netto

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 17 aprile 2019 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 18 aprile 2019 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 0,75 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2019 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 20 maggio 2019 (*ex date*) e *record date* il 21 maggio 2019.

## Premessa

### 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>4</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel 2017 tale contributo risultava positivo per 24 milioni.

A partire dal 1° gennaio 2018 è stato 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.

	Anno 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	Special items	Anno 2017 restated
<b>Principali dati economici</b>					
Ricavi della gestione caratteristica	1.056	(0)	(9)	0	1.048
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>472</b>	<b>(0)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>472</b>
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>220</b>	<b>(0)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>220</b>
Risultato netto	207	(90)	0	(9)	108
di cui Risultato netto di Gruppo	207	(90)	0	(9)	108
<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>	<b>142</b>	<b>(24)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>117</b>

## Variazione perimetro di business nel 2018

### Eolico

Nel corso del primo trimestre 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'acquisizione da **Vent d'Est SAS** del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense SAS di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Le società sono consolidate dal 1° gennaio 2018. Successivamente, in data **2 agosto**, il Gruppo ERG ha acquisito il restante 25% del capitale delle due società da Renvico France SAS.

In data **7 marzo 2018**, a valle del processo di vendita avviato alla fine del 2017, ERG ha ceduto al fondo Greencoat UK Wind PLC il 100% del capitale della propria controllata Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare del parco eolico da 47,5 MW realizzato in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry da ERG e TCI Renewables Ltd. Il cash-in complessivo per ERG è risultato pertanto pari a circa 95 milioni di sterline (106 milioni di Euro) di cui circa 70 milioni di sterline (76 milioni di Euro) a totale copertura degli investimenti effettuati da ERG per acquisire il progetto e costruire il parco.

La cessione degli assets in data 7 marzo 2018 ha comportato:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 106 milioni di Euro in relazione al corrispettivo netto di cessione;
- la rilevazione della plusvalenza realizzata pari a 27 milioni di Euro. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione sono considerate special items e pertanto non sono riflesse nel "Risultato netto di Gruppo adjusted";

Si precisa che sia nelle Note al Bilancio Consolidato 2017 sia nelle Note al Bilancio Consolidato 2018, in considerazione del processo di vendita, i risultati contabili relativi agli assets in corso di cessione sono stati indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nella Relazione sulla Gestione vengono esposti 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.

In data **6 aprile 2018**, ERG tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., società di diritto olandese detenuta da Impax New Energy Investors II,

<sup>4</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

per acquisire:

- Parc Eolien du Melier SAS, titolare di un parco eolico di 8 MW. Il parco beneficia della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni dalla sua entrata in esercizio, avvenuta nel novembre 2016;
- Parc Eolien de la Vallée de Torfou SAS, titolare di un parco eolico in costruzione di 18 MW, con una produzione media stimata di 48 GWh, la cui entrata in esercizio è avvenuta a fine del 2018. Il parco beneficerà della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni;
- Epuron Energies Renouvelables SAS, titolare di una pipeline di circa 750 MW.

Il prezzo complessivo riconosciuto in termini di Enterprise Value è stato pari a 57 milioni di Euro al 31 dicembre 2017, di cui circa 17 milioni di Euro relativi al Project Financing in essere al 31 dicembre 2017. Le società sono consolidate dal 30 giugno 2018.

### Solare

In data **12 gennaio 2018** ERG ha perfezionato l'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 335 milioni di Euro. Gli asset sono stati finanziati tramite non-recourse project financing per un importo di circa 180 milioni di euro e contratti di leasing per un importo di circa 60 milioni di euro alla data di acquisizione

### Cessione partecipazione TotalErg

In data **10 gennaio 2018**, a seguito dell'approvazione dell'Antitrust ed al completamento della scissione del ramo di azienda di TotalErg S.p.A. relativo al settore dei lubrificanti a favore di Total Italia S.r.l., si è perfezionata la cessione del 100% delle azioni di TotalErg S.p.A., società attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi e nella raffinazione al Gruppo api.

Per una migliore comprensione dei dati commentati nel presente documento si segnalano in particolare i seguenti impatti:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 144 milioni in relazione al corrispettivo incassato nel 2018;
- la rilevazione del già commentato credito verso api S.p.A. per 36 milioni. Tale credito è incluso nell'indebitamento finanziario in quanto componente differita del prezzo di cessione.

Non si segnalano impatti a conto economico nel 2018 in quanto nel Bilancio Consolidato 2017 la partecipazione era stata valutata in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5 rilevando pertanto, già nell'esercizio 2017, gli effetti economici dell'operazione.

## Quarto trimestre 2018

### Risultati finanziari consolidati

Nel **quarto trimestre 2018** i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 261 milioni, in decremento rispetto all'analogo periodo del 2017 (289 milioni) principalmente per il venir meno di un importante contratto bilaterale a fine 2017 e per il venire meno degli incentivi su una parte della produzione Eolica in Italia in parte compensati dai maggiori volumi nell'idroelettrico in un contesto di prezzi di vendita in crescita e dall'aumento della produzione per l'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, in particolare con l'ingresso nel solare.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 109 milioni, superiore rispetto ai 116 milioni registrati nel quarto trimestre 2017. La variazione negativa di 7 milioni riflette i seguenti fattori:

**Eolico (-14 milioni):** margine operativo lordo pari a 75 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (89 milioni) a seguito di un contesto anemologico meno favorevole sia in Italia che all'estero. In particolare, i minori risultati dei parchi eolici in Italia (-13 milioni) hanno anche risentito delle minori produzioni incentivate (71% del totale rispetto al 78% del 2017), del minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I risultati all'estero sono in diminuzione (-1 milioni) per la minore ventosità riscontrata, in particolare in Germania e Polonia, oltre che in UK a seguito della cessione degli impianti avvenuta a inizio 2018, in parte compensati dalla maggiore capacità installata in Francia e da uno scenario favorevole in Romania e Polonia.

**Solare (+4 milioni):** margine operativo lordo pari a 4 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 5 milioni per ricavi da conto energia e 1 milione da ricavi a mercato, al netto di circa 1,5 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.

**Idroelettrico (+8 milioni):** margine operativo lordo di 28 milioni (20 milioni nel 2017), in forte crescita rispetto al quarto trimestre 2017. La performance ha beneficiato dell'elevata idraulicità registrata nel periodo, oltre che dell'utilizzo degli invasi avvenuto nel trimestre.

**Termoelettrico (-11 milioni):** il risultato del termoelettrico, pari a 5 milioni, in diminuzione di 11 milioni rispetto ai 16 milioni del quarto trimestre 2017 a seguito prevalentemente dell'andamento significativamente meno profittevole del

clean spark spread, a seguito dell'altrettanto importante aumento del prezzo della CO2 e del Gas, che non sono stati riflessi appieno nel prezzo dell'energia nel trimestre.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 38 milioni (52 milioni nel 2017) dopo ammortamenti per 71 milioni in aumento di 7 milioni rispetto al 2017 (64 milioni) a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei parchi eolici in Francia avvenute nel corso del 2018.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 15 milioni, in diminuzione rispetto al risultato di 29 milioni del 2017 restated, in conseguenza dei già commentati risultati operativi, di maggiori ammortamenti e di maggiori oneri finanziari, associati ad una minore remunerazione della liquidità ed al maggior indebitamento relativo agli investimenti effettuati, nonostante un costo medio del debito inferiore rispetto al 2017, grazie alle operazioni di liability management concluse nel corso del primo semestre 2018.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 8 milioni (20 milioni nel 2017 restated) a seguito dei già commentati risultati operativi netti.

## Anno 2018

### Risultati finanziari consolidati

Nel 2018 i ricavi della gestione caratteristica sono pari a 1.027 milioni, in lieve decremento rispetto al 2017 (1.048 milioni) principalmente per il venir meno di un importante contratto bilaterale a fine 2017 e per il venire meno degli incentivi su una parte della produzione Eolica in Italia parzialmente compensati dai maggiori volumi nell'idroelettrico in un contesto di prezzi di vendita in crescita e dall'aumento della produzione per l'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, in particolare con l'ingresso nel solare.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 491 milioni, superiore rispetto ai 472 milioni registrati nel 2017. La variazione positiva di 18 milioni riflette i seguenti fattori:

**Eolico (-42 milioni):** margine operativo lordo pari a 274 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (316 milioni) un contesto anemologico meno favorevole sia in Italia che all'estero. In particolare, i minori risultati dei parchi eolici in Italia (-46 milioni) hanno anche risentito delle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto all'83% del 2017), del minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), e dei maggiori oneri di sbilanciamento, solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I risultati all'estero sono in crescita (+3 milioni) grazie alla maggiore capacità installata in Francia e ad uno scenario favorevole in Romania e Polonia, nonostante la minore ventosità.

**Solare (+32 milioni):** margine operativo lordo pari a 32 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 30 milioni per ricavi da conto energia e 8 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 6 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.

**Idroelettrico (+53 milioni):** margine operativo lordo di 146 milioni (94 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 revoca IAFR di alcuni impianti. La performance ha beneficiato dell'elevata idraulicità registrata nel periodo, in particolare a partire dal mese di marzo, oltre che dell'utilizzo degli invasi avvenuto nell'anno.

**Termoelettrico (-26 milioni):** il risultato del termoelettrico, pari a 53 milioni, in diminuzione di 26 milioni rispetto ai 78 milioni del 2017 a seguito prevalentemente del minor contributo ai risultati dei Titoli di Efficienza Energetica che nel 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 significativamente meno profittevole del clean spark spread, a seguito dell'altrettanto importante aumento del prezzo della CO2 e del Gas, che non sono stati riflessi appieno nel prezzo dell'energia nell'arco dell'anno.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 216 milioni (220 milioni nel 2017) dopo ammortamenti per 275 milioni in aumento di 23 milioni rispetto al 2017 (252 milioni) a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei parchi eolici in Francia avvenute nel corso del 2018.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 107 milioni, in diminuzione rispetto al risultato di 117 milioni del 2017 restated, in conseguenza dei già commentati risultati operativi, di maggiori ammortamenti e di maggiori oneri finanziari, associati ad una minore remunerazione della liquidità ed al maggior indebitamento relativo agli investimenti effettuati, nonostante un costo medio del debito inferiore rispetto al 2017, grazie alle operazioni di liability management concluse nel corso del primo semestre 2018.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 133 milioni (108 milioni nel 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati risultati operativi netti, la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy (27 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.343 milioni, in aumento (110 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 (1.233 milioni). La variazione riflette gli investimenti del periodo (510 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 (21 milioni), in gran parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo, dall'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni).

### Investimenti

La ripartizione degli investimenti per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2018	2017		2018	2017
17	9	Eolico	146	75
0	-	Solare	345	-
4	4	Termoelettrico	8	10
4	3	Idroelettrico	7	6
1	1	Corporate	3	3
<b>26</b>	<b>17</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>510</b>	<b>94</b>

Nel **quarto trimestre 2018** gli **investimenti** sono stati pari a **26 milioni** (17 milioni nel quarto trimestre 2017) e si riferiscono principalmente allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia (Vallée de l'AA e Torfou) ed in Germania (Windpark Linda).

Nel **2018** gli **investimenti** sono stati pari a **510 milioni** (94 milioni nel 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (345 milioni di Euro), all'acquisizione delle società eoliche francesi da Impax New Energy consolidate dal 30 giugno 2018 (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 corso del 2018 sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 60 milioni** di cui il 70% nel settore Eolico (65% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia (Vallée de l'AA e Torfou) ed in Germania (Windpark Linda), il 14% nel settore Termoelettrico (18% nel 2017), l'11% nel settore Idroelettrico (12% nel 2017) e il 5% nel settore Corporate (5% nel 2017), principalmente riguardanti l'area ICT.

**Eolico:** gli investimenti (146 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). Gli investimenti complessivi includono inoltre investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 42 milioni, principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia (Vallée de l'AA e Torfou) ed in Germania (Windpark Linda).

**Solare:** gli investimenti 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.

**Idroelettrico:** gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 7 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:** gli investimenti (8 milioni) 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.

### Dati operativi

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 **quarto trimestre 2018**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,4 TWh (3,1 TWh nel 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,8 TWh (2,0 TWh nel 2017), di cui circa 0,4 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nel 2017).

Nel corso del 2018, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 13,6 TWh (11,7 TWh nel 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,5 TWh (7,2 TWh nel 2017), di cui circa 1,5 TWh all'estero e 6,0 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nel 2017).

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 **quarto trimestre 2018** sono state effettuate vendite di vapore<sup>5</sup> per 239 migliaia di tonnellate (162 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017); nel **2018** pari a 737 migliaia di tonnellate in linea con l'esercizio precedente.

La ripartizione della produzione per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

2018	4° trimestre			Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Anno			
	2017	Δ	Δ%		2018	2017	Δ	Δ%
955	1.081	-127	-12%	Produzione eolica	3.464	3.613	-150	-4%
522	594	-72	-12%	di cui Italia	2.012	2.117	-105	-5%
433	487	-55	-11%	di cui Estero	1.452	1.496	-45	-3%
20	n.a.	20	n.a.	Produzione solare	130	n.a.	130	n.a.
338	260	78	30%	Produzione idroelettrica	1.740	1.144	595	52%
506	641	-135	-21%	Produzione termoelettrica	2.151	2.453	-302	-12%
1.819	1.982	-163	-8%	Produzioni complessive impianti ERG	7.484	7.211	273	4%

Per quanto riguarda le **produzioni**, nel **quarto trimestre del 2018** si segnala in particolare:

**Eolico:** la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 955 GWh, in calo rispetto al corrispondente periodo del 2017 (1.081 GWh), a seguito di una produzione in diminuzione circa del 12% in Italia (da 594 GWh a 522 GWh) e dell'11% all'estero (da 487 GWh a 433 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-72 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nel 2017 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, la diminuzione di 55 GWh è attribuibile alle minori produzioni in Germania (-28 GWh) e nell'Europa dell'Est (-19 GWh), in parte mitigate dalle maggiori produzioni in Francia (+23 GWh) che hanno anche beneficiato per circa 20 GWh delle produzioni degli impianti francesi di recente acquisizione (Vent d'est ed ex Epuron) o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo trimestre dell'anno.

**Solare:** le produzioni sono risultate pari a circa 20 GWh ed il relativo load factor pari al 10%.

**Idroelettrico:** la produzione di ERG Hydro è stata pari a 338 GWh, in significativo incremento rispetto allo stesso periodo del 2017 (260 GWh) grazie all'elevata idraulicità riscontrata e alla gestione del livello degli invasi.

**Termoelettrico:** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 506 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (641 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 CO2 e del gas naturale nel periodo non ancora riflessi completamente nei prezzi di vendita. Tale minore produzione risente anche della fermata di manutenzione avvenuta a fine anno.

**Nel corso del 2018:**

**Eolico:** la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 3.464 GWh, in lieve calo rispetto al corrispondente periodo del 2017 (3.613 GWh), a seguito di una produzione in diminuzione circa del 5% in Italia (da 2.117 GWh a 2.012 GWh) e del 3% all'estero (da 1.496 GWh a 1.452 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-105 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nel 2017 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, la diminuzione di 45 GWh è attribuibile alle minori produzioni nell'Europa dell'Est (-73 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate nel 2017 ed in Germania (-31 GWh), in parte mitigate dalle maggiori produzioni in Francia (+60 GWh) che hanno anche beneficiato per circa 44 GWh delle produzioni degli impianti francesi di recente acquisizione (Vent d'est ed ex Epuron) o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo

<sup>5</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

trimestre dell'anno.

**Solare:** le produzioni sono risultate pari a circa 130 GWh ed il relativo load factor pari al 16%.

**Idroelettrico:** la produzione di ERG Hydro è stata pari a 1.740 GWh, in significativo incremento rispetto al 2017 (1.144 GWh) grazie all'elevata idraulicità riscontrata e alla gestione del livello degli invasi.

**Termoelettrico:** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.151 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (2.453 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 CO2 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 737 migliaia di tonnellate, in linea rispetto al dato del 2017.

## **Principali fatti avvenuti nel corso del 2018**

### **Eolico**

In data **12 gennaio 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Wind Park Beteiligungs GmbH, ha acquisito il 100% del capitale di Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW ed una produzione stimata a regime di circa 50 GWh annui (vedi CS 15/1/2018).

In data **7 marzo 2018** è stato ceduto il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd al fondo Greencoat UK Wind PLC (vedi CS 8/3/2018).

In data **21 marzo 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha acquisito da Vent d'Est SAS il 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW (vedi CS 22/3/2018).

In data **6 aprile 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., per l'acquisizione in Francia di due parchi eolici (26 MW) e di una pipeline di circa 750 MW. Il Closing dell'operazione si è perfezionato in data 15 maggio 2018 (vedi CS 6/4/2018).

In data **27 aprile 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto un accordo con Global Wind Power France per l'acquisizione del 100% del capitale di WP France SAS, società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico in Francia da 6,9 MW (vedi CS 27/4/2018).

In data **18 maggio 2018** ERG, attraverso la propria controllata Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania, si è aggiudicata nell'asta del 1 maggio u.s. dedicata all'eolico onshore 21,6 MW di nuova potenza eolica (vedi CS 18/5/2018).

In data **1 agosto 2018** ERG ha acquisito il 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 (vedi CS 3/8/2018).

In data **3 agosto 2018** ERG ha acquisito il 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 SAS nel mese di marzo 2018 (vedi CS 3/8/2018).

### **Solare**

In data **12 gennaio 2018** ERG ha acquisito, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., da VEI Green S.r.l., holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, il 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW (vedi CS 12/1/2018).

In data **3 agosto 2018** ERG ha sottoscritto un accordo con Quercus per la costituzione della società per azioni ERG Q Solar1, partecipata al 60% da ERG e al 40% dal comparto Quercus Italian Solar Fund, con l'obiettivo di consolidare il mercato fotovoltaico italiano (vedi CS 3/8/2018).

### **Termoelettrico**

In data **25 ottobre 2018** 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. 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 (vedi CS 25/10/2018).

### **Corporate**

In data **10 gennaio 2018** ERG ha ceduto il 51% delle azioni di Totalerg S.p.A. e il 51% delle quote di Total Italia S.r.l. L'operazione si è conclusa a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente ed al completamento della scissione del ramo di azienda di TotalErg S.p.A. a favore di Total Italia S.r.l. (vedi CS 10/1/2018).

In data **7 e 8 marzo 2018** il CdA di ERG ha approvato il Piano Strategico 2018-2022 e presentato lo stesso alla Comunità Finanziaria (vedi CS 8/3/2018).

In data **23 aprile 2018** l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, confermando Edoardo Garrone alla Presidenza e deliberando il pagamento di un dividendo di 1,15 Euro per azione di cui



0,40 Euro straordinario. Il Consiglio di Amministrazione di ERG ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato (vedi CS 23/4/2018).

In data **20 ottobre 2018**, 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.

L'assegnazione, 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.

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 (vedi CS 20/10/2018).

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 in Valpolcevera a seguito del crollo del ponte Morandi.

In **data 20 novembre 2018** sono stati sottoscritti due contratti di finanziamento Environmental, Social e Governance senior unsecured a medio-lungo termine ("ESG Loans") ciascuno per un importo fino a 120 milioni di Euro, rispettivamente con Credit Agricole Corporate and Investment Banking ("CACIB") e BNL Gruppo BNP Paribas (vedi CS 20/11/2018).

In data **19 dicembre 2018** è stato perfezionato un programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio-lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme – EMTN) per un importo massimo complessivo di Euro 1.000 milioni (vedi CS 19/12/2018).

### **Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del 2018**

#### **Eolico**

In data **15 gennaio 2019** è stata ultimata la fase di commissioning di Parc Eolien de la Vallée de Torfou da 17,6 MW con una produzione media annua stimata di 47 GWh, parco facente parte dei 768 MW di asset in costruzione ed in sviluppo di Epuron acquisita lo scorso anno (v. CS 6/4/2018), e di Parc Eolien Vallée de l'Aa da 13,2 MW con una produzione media annua stimata di 29 GWh, per un totale complessivo di circa 45.000 t di emissione di CO2 evitata all'anno (vedi CS 15/1/2019).

#### **Solare**

In data **11 gennaio 2019** è stata acquisita da Soles Montalto GmbH il 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l. società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW. E' stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale (vedi CS 11/1/2019). Il closing dell'operazione è avvenuto in data 12 febbraio 2019.

#### **Corporate**

In data **14 gennaio 2019** è stata finalizzata 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 controllante San Quirico S.p.A., holding delle famiglie Garrone e Mondini (vedi CS 14/1/2019). L'assegnazione, annunciata il 20 ottobre u.s. (vedasi CS *in pari data*), ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., con un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori, di 1,1 milioni di euro.

In data **4 febbraio 2019** ERG si è classificata al 16° posto nel "Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index" pubblicato dalla società canadese Corporate Knights. Con una valutazione del 75,39%, ERG è risultata la prima azienda italiana, nonché l'unica tra le Top 50 (vedi CS 4/2/2019).

### **Evoluzione prevedibile della gestione**

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2019.

**Eolico:** ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind; in particolare all'estero il risultato è previsto in crescita grazie al pieno contributo dei parchi eolici di Melier (8 MW), di Torfou (17,6 MW) e di Vallée de l'Aa (13,2 MW) in Francia, entrati in esercizio nel corso del 2018, ed alla prevista entrata in esercizio del parco di Linda (21,6 MW) in Germania. Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo, in linea con le aspettative del Piano Industriale 2018 – 2022, è previsto in lieve diminuzione a seguito del minor prezzo dell'incentivo, il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2018, oltre che a seguito della progressiva uscita nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 32MW e del venir meno per tutto il 2019 dei 72 MW usciti nel corso del 2018.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in lieve crescita rispetto all'anno precedente.

**Solare:** ERG nel 2019 ha incrementato la propria presenza nel Solare con l'acquisizione di ANDROMEDA (51 MW),

rafforzando ulteriormente la propria strategia di diversificazione tecnologica. Inoltre, la dimensione rilevante raggiunta (circa 140 MW) anche alla luce dell'acquisizione nel 2018 di FORVEI (89 MW) consentirà di ampliare ed ottimizzare il portafoglio di Energy Management e di capitalizzare le competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets. Si stima per l'intero esercizio 2019 un Margine Operativo Lordo circa raddoppiato rispetto al 2018 (32 milioni).

**Idroelettrico:** per tale asset si prevedono risultati in diminuzione rispetto a quelli del 2018 che aveva beneficiato di volumi significativamente superiori rispetto alle medie storiche oltre che per il minor prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni; la previsione di minore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento. Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in diminuzione rispetto ai valori ai massimi storici riscontrati nel 2018.

**Termoelettrico:** ERG nel corso del 2019 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT anche a seguito della fermata programmata avvenuta in novembre/dicembre 2018. Nonostante uno scenario prezzi meno favorevole, grazie ai recuperi di efficienza operativa e all'attività di Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento si prevede un Margine Operativo Lordo in linea al 2018.

Pertanto, per l'esercizio 2019 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 495 e 515 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2018 (491 milioni) nonostante una previsione di minori volumi nell'Hydro, 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 oltre che in misura minore dei nuovi parchi nel Wind all'estero e da azioni di efficienza operativa ed energy management.

Gli investimenti per il 2019 sono attesi nel range compreso tra 340 e 370 milioni di Euro, in riduzione rispetto al 2018 durante il quale sono stati anticipati alcuni investimenti in precedenza previsti nel 2019.

La generazione di cassa di ERG consentirà di contenere l'incremento dell'indebitamento che si attesterà in un range tra 1,36 e 1,44 miliardi (1,34 miliardi nel 2018), compensando parzialmente gli investimenti del periodo nonché la distribuzione del dividendo ordinario di 0,75€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

## **Ulteriori informazioni**

### **Nomina del nuovo Collegio Sindacale**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Collegio Sindacale e del Presidente nonché alla determinazione della loro retribuzione sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

### **Compensi degli Amministratori**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al compenso da attribuire a ciascun membro del Consiglio di Amministrazione a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2019 nonché in merito all'ulteriore compenso da attribuire ai Consiglieri, non dipendenti del Gruppo, che non ricoprono cariche in Consiglio e che siano membri del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato Nomine e Compensi a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2019, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

### **Acquisto e alienazione di azioni proprie**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 30.064.000 azioni ordinarie, corrispondente al 20% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio), previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2018, allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'autorizzazione avrà una validità di dodici mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 1.450.080, il loro ammontare è pari al 0,965% del capitale. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di dodici mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, previa revoca, per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2018, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

### **Relazione sulla remunerazione**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza sulla Relazione sulla remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 6 marzo u.s.

### **Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario del Gruppo ERG**

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario del Gruppo ERG al 31 dicembre 2018. Sono emersi i seguenti importanti risultati conseguiti in diversi ambiti della sostenibilità:

- la CO<sub>2</sub> evitata è stata pari a oltre 3 milioni di tonnellate;
- il fattore di carbonizzazione della produzione di energia del Gruppo ERG è sceso a 0,14 kgCO<sub>2</sub>/MWh con una riduzione del 42% nell'ultimo quadriennio;
- il 90% dei consumi energetici indiretti (per supportare gli impianti in assenza di produzione propria) sono stati coperti da approvvigionamenti di energia "green";
- oltre il 99% dei dipendenti è assunto a tempo indeterminato, con un tasso di occupazione femminile superiore al 20% a livello di Gruppo che si attesta al 42% presso la sede di Genova;
- ogni dipendente ha partecipato in media a 5,9 giorni di formazione di cui circa l'83% è stato rappresentato da aggiornamenti tecnici e manageriali (il cosiddetto investimento formativo);
- è stata adottata la Human Rights Policy, con cui il Gruppo ERG ha formalizzato l'impegno nel promuovere il rispetto dei diritti umani, delle pari opportunità e le modalità di relazione aperta e trasparente con gli stakeholder che da sempre sono parte del DNA e del modo di fare impresa di ERG.

*In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa 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.*

*La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato adjusted.*

*Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Paolo Luigi Merli, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.*

*I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2018 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 11,00 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minuti prima della conference call.*

*Il presente comunicato stampa, emesso il 7 marzo 2019 alle ore 7,45 (CET), è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

*La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario e la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2019", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

### **Contatti:**

**Sabina Alzona** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311 – e-mail: [salzona@erg.eu](mailto:salzona@erg.eu)

**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu) - [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

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

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

## Sintesi dei risultati

4° trimestre		(milioni di Euro)	Anno	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
<b>Principali dati economici</b>				
261	289	Ricavi adjusted	1.027	1.048
<b>109</b>	<b>116</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>491</b>	<b>472</b>
<b>38</b>	<b>52</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>216</b>	<b>220</b>
8	20	Risultato netto	133	108
8	20	di cui Risultato netto di Gruppo	133	108
<b>15</b>	<b>29</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>107</b>	<b>117</b>
<b>Principali dati finanziari</b>				
<b>3.172</b>	<b>3.110</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.172</b>	<b>3.110</b>
1.829	1.877	Patrimonio netto	1.829	1.877
1.343	1.233	Indebitamento finanziario netto totale <sup>(2)</sup>	1.343	1.233
1.178	1.115	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>	1.178	1.115
42%	40%	Leva finanziaria	42%	40%
<b>42%</b>	<b>40%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>48%</b>	<b>45%</b>
<b>Dati operativi</b>				
<b>1.822</b>	<b>1.814</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<b>1.822</b>	<b>1.814</b>
955	1.081	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	3.464	3.613
<b>480</b>	<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<b>480</b>	<b>480</b>
506	641	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	2.151	2.453
<b>527</b>	<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<b>527</b>	<b>527</b>
338	260	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.740	1.144
<b>90</b>	n.a.	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	<b>90</b>	n.a.
20	n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	130	n.a.
<b>3.409</b>	<b>3.146</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<b>13.627</b>	<b>11.747</b>
26	17	Investimenti <sup>(4)</sup>	510	94
<b>737</b>	<b>714</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<b>737</b>	<b>714</b>
<b>Ricavi netti unitari <sup>(5)</sup></b>				
124,4	138,1	Eolico Italia	124,9	144,5
95,9	98,4	Eolico Germania	94,5	96,4
88,4	87,1	Eolico Francia	87,4	88,4
57,7	47,0	Eolico Polonia	63,5	45,1
83,5	62,2	Eolico Bulgaria	74,8	64,0
69,0	59,4	Eolico Romania	58,2	58,1
n.a.	n.a.	Eolico UK	100,4	n.a.
283,9	n.a.	Solare	293,5	n.a.
114,1	116,7	Idroelettrico	106,6	110,3
37,3	43,5	Termoelettrico	41,4	45,5

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.

<sup>(1)</sup> non include gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

<sup>(2)</sup> comprende il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg.

<sup>(3)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

<sup>(4)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 449 milioni effettuati nel 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. Nel 2017 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 39,5 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF (eolico) in Germania.

<sup>(5)</sup> i ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento

## Risultati per settore

4° trimestre		<i>(milioni di Euro)</i>	Anno	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
<b>Ricavi adjusted</b>				
109	126	<b>Eolico</b>	389	445
6	n.a	<b>Solare</b>	38	n.a
43	32	<b>Idroelettrico</b>	194	137
102	130	<b>Termoelettrico <sup>(1)</sup></b>	405	464
11	8	<b>Corporate</b>	36	38
(11)	(7)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(36)	(37)
<b>261</b>	<b>289</b>	<b>Totale ricavi adjusted</b>	<b>1.027</b>	<b>1.048</b>
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>				
75	89	<b>Eolico</b>	274	316
4	n.a	<b>Solare</b>	32	n.a
28	20	<b>Idroelettrico</b>	146	94
5	16	<b>Termoelettrico <sup>(1)</sup></b>	53	78
(3)	(10)	<b>Corporate</b>	(15)	(16)
<b>109</b>	<b>116</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>491</b>	<b>472</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>				
(39)	(41)	<b>Eolico</b>	(159)	(160)
(9)	n.a	<b>Solare</b>	(24)	n.a
(15)	(15)	<b>Idroelettrico</b>	(58)	(58)
(8)	(8)	<b>Termoelettrico</b>	(31)	(31)
(1)	(1)	<b>Corporate</b>	(3)	(3)
<b>(71)</b>	<b>(64)</b>	<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(275)</b>	<b>(252)</b>
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>				
36	49	<b>Eolico</b>	115	156
(5)	n.a	<b>Solare</b>	8	n.a
14	6	<b>Idroelettrico</b>	88	35
(3)	8	<b>Termoelettrico <sup>(1)</sup></b>	22	48
(4)	(11)	<b>Corporate</b>	(18)	(19)
<b>38</b>	<b>52</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>216</b>	<b>220</b>
<b>Investimenti <sup>(2)</sup></b>				
17	9	<b>Eolico</b>	146	75
0	n.a	<b>Solare</b>	345	n.a
4	3	<b>Idroelettrico</b>	7	6
4	4	<b>Termoelettrico</b>	8	10
1	1	<b>Corporate</b>	3	3
<b>26</b>	<b>17</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>510</b>	<b>94</b>

## Conto Economico riclassificato 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.

4° trimestre		(milioni di Euro)	Anno	
2018	2017 restated		2018	2017 restated
260,6	288,8	Ricavi della gestione caratteristica	1.026,7	1.047,6
5,9	3,5	Altri ricavi e proventi	22,8	10,6
<b>266,6</b>	<b>292,4</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.049,5</b>	<b>1.058,1</b>
(93,8)	(107,1)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(327,2)	(355,8)
(44,5)	(51,9)	Costi per servizi e altri costi operativi	(167,3)	(166,5)
(19,0)	(17,5)	Costi del lavoro	(64,3)	(63,4)
<b>109,3</b>	<b>115,9</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>490,6</b>	<b>472,3</b>
(71,4)	(64,1)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(274,8)	(252,2)
<b>37,8</b>	<b>51,8</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>215,8</b>	<b>220,1</b>
(16,6)	(16,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(69,7)	(65,6)
(0,2)	(1,3)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,1)	(1,2)
<b>21,0</b>	<b>34,2</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>146,1</b>	<b>153,4</b>
(6,2)	(5,3)	Imposte sul reddito	(39,0)	(36,2)
<b>14,9</b>	<b>28,9</b>	<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>107,1</b>	<b>117,2</b>
0,0	0,0	Risultato di azionisti terzi	(0,1)	0,0
<b>14,9</b>	<b>28,9</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>107,0</b>	<b>117,2</b>

### Stato Patrimoniale Riclassificato

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento.

Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

<b>Stato Patrimoniale riclassificato</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.273,6	3.260,8
Capitale circolante operativo netto	179,3	150,0
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,8)	(6,4)
Altre attività	291,7	278,7
Altre passività	(567,0)	(573,0)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.171,8</b>	<b>3.110,1</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.828,8	1.877,5
Patrimonio netto di terzi	0,0	0,0
Indebitamento finanziario netto	1.343,0	1.232,7
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.171,8</b>	<b>3.110,1</b>

## Flussi finanziari

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

4° trimestre			Anno	
2018	2017		2018	2017
109,3	115,9	Margine operativo lordo adjusted	490,6	472,3
(7,2)	3,7	Variazione capitale circolante	(114,0)	19,7
<b>102,1</b>	<b>119,7</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>376,6</b>	<b>492,1</b>
(25,9)	(19,2)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(60,2)	(54,4)
-	-	- Acquisizioni di aziende ( <i>business combination</i> )	(449,4)	(39,5)
-	(15,0)	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	-
-	78,0	Cessione partecipazione TotalErg	179,5	78,0
-	-	- Cessione net assets Brockaghboy	105,7	-
(0,4)	(2,4)	Disinvestimenti e altre variazioni	(0,2)	(2,4)
<b>(26,3)</b>	<b>41,3</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(224,5)</b>	<b>(18,2)</b>
(16,6)	(16,3)	Proventi (oneri) finanziari	(69,7)	(65,6)
(0,2)	0,1	Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0,1)	-
<b>(16,8)</b>	<b>(16,2)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(69,8)</b>	<b>(65,6)</b>
<b>(12,4)</b>	<b>(7,9)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(20,5)</b>	<b>(23,2)</b>
-	-	- Distribuzione dividendi	(171,1)	(74,4)
0,1	0,6	Altri movimenti di patrimonio netto	1,4	13,9
<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(169,7)</b>	<b>(60,5)</b>
<b>(0,3)</b>	-	<b>- Variazione area di consolidamento</b>	<b>(2,4)</b>	-
<b>1.389,4</b>	<b>1.514,1</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.232,7</b>	<b>1.557,2</b>
(46,4)	(137,4)	Variazione netta	110,3	(324,5)
<b>1.343,0</b>	<b>1.376,7</b>	<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.343,0</b>	<b>1.232,7</b>

Il **Cash Flow operativo** del **2018** è positivo per 377 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 da investimenti del 2018** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (345 milioni), di Vent d'Est SAS (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 (60 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 gestione finanziaria** si riferisce 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:

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- 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. (36 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*

4° trimestre				Anno	
2018	2017 restated		Nota	2018	2017 restated
		<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>			
101,5	101,2	Margine operativo lordo Attività continue		479,6	457,6
0,0	2,3	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	3,3	2,3
101,5	103,5	Margine operativo lordo		482,9	459,9
		<b>Esclusione Special Items:</b>			
		<b>Corporate</b>			
2,7	12,0	- Stomo oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	2,7	12,0
5,1	0,0	- Stomo oneri ERG 80	3	5,1	0,0
		<b>Termoelettrico</b>			
0,0	0,3	- Stomo oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)		0,0	0,3
		<b>Eolico</b>			
0,0	0,1	- Stomo oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)		0,0	0,1
109,3	115,9	Margine operativo lordo adjusted		490,6	472,3
		<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
(71,4)	(64,1)	Ammortamenti attività continue		(274,1)	(252,2)
0,0	0,0	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	(0,7)	0,0
(71,4)	(64,1)	Ammortamenti e svalutazioni		(274,8)	(252,2)
		<b>Esclusione Special items</b>			
0,0	0,0	- Special Items		0,0	0,0
(71,4)	(64,1)	Ammortamenti adjusted		(274,8)	(252,2)
		<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>			
8,3	19,6	Risultato netto di Gruppo		132,6	107,9
		<b>Esclusione Special items</b>			
2,2	9,3	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	2	2,2	9,3
4,4	0,0	Esclusione Oneri ERG 80	3	4,4	0,0
0,0	0,0	Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK	4	(26,2)	0,0
(0,0)	0,0	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9	5	(6,0)	0,0
14,9	28,9	Risultato netto di Gruppo adjusted		107,0	117,2

1. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nella presente Relazione, 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 sulla gestione del Bilancio 2017 e con la Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2018.

2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente e oneri capitalizzati su partecipazioni gestiti come oneri accessori su Consolidato di Gruppo.
3. Oneri correlati alla celebrazione degli 80 anni del Gruppo ERG.
4. 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 della presente Relazione è considerata special item.
5. 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 nel 2018 di un provento netto per circa 6 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi *adjusted* esposti e commentati nella presente Relazione.

### Conto Economico Anno 2018

	Valori indicati nel (milioni di Euro) Bilancio Consolidato	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	1.023,7	2,9	-	1.026,7
Altri proventi	21,9	0,9	-	22,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>1.045,6</b>	<b>3,8</b>	-	<b>1.049,5</b>
Costi per acquisti	(328,0)	(0,0)	-	(328,0)
Variazioni delle rimanenze	0,7	-	-	0,7
Costi per servizi e altri costi operativi	(172,0)	(0,6)	5,3	(167,3)
Costi del lavoro	(66,8)	-	2,5	(64,3)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>479,6</b>	<b>3,3</b>	<b>7,8</b>	<b>490,6</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(274,1)	(0,7)	-	(274,8)
<b>Risultato operativo</b>	<b>205,5</b>	<b>2,6</b>	<b>7,8</b>	<b>215,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(61,4)	(0,6)	(7,7)	(69,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,1)	26,7	(26,7)	(0,1)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>144,0</b>	<b>28,7</b>	<b>(26,6)</b>	<b>146,1</b>
Imposte sul reddito	(39,7)	(0,2)	1,0	(39,0)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>104,3</b>	<b>28,4</b>	<b>(25,6)</b>	<b>107,1</b>
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>132,8</b>	-	<b>(25,6)</b>	<b>107,1</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>132,6</b>	-	<b>(25,6)</b>	<b>107,0</b>

### Dati comparativi restated del 2017

Ai fini della presente Relazione, 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>6</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel 2017 tale contributo risultava positivo per 24 milioni.
- 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:

<sup>6</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

	Valori indicati nel Bilancio Consolidato	Riclassifiche IFRS 15	Storno riclassifiche IFRS 5 TotalErg	Storno impatto IFRS 5 Brockaghboy	Storno impatto special items	Storno effetto IFRS 5 TotalErg	Conto economico adjusted
Ricavi	1.053,6	(8,9)	-	2,9	-	-	1.047,6
Altri proventi	10,6	-	-	-	-	-	10,6
<b>Ricavi totali</b>	<b>1.064,1</b>	<b>(8,9)</b>	-	<b>2,9</b>	-	-	<b>1.058,1</b>
Costi per acquisti	(355,8)	-	-	-	-	-	(355,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	(182,0)	8,9	-	(0,6)	7,1	-	(166,5)
Costi del lavoro	(68,7)	-	-	-	5,3	-	(63,4)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>457,6</b>	-	-	<b>2,3</b>	<b>12,4</b>	-	<b>472,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(250,9)	-	-	(1,3)	-	-	(252,2)
<b>Risultato operativo</b>	<b>206,7</b>	-	-	<b>1,1</b>	<b>12,4</b>	-	<b>220,1</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(65,3)	-	-	(0,3)	-	-	(65,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(1,2)	-	99,6	-	-	(99,6)	(1,2)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>140,2</b>	-	<b>99,6</b>	<b>0,8</b>	<b>12,4</b>	<b>(99,6)</b>	<b>153,4</b>
Imposte sul reddito	(33,0)	-	(0,6)	(0,1)	(3,1)	0,6	(36,2)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>107,2</b>	-	<b>99,0</b>	<b>0,6</b>	<b>9,3</b>	<b>(99,0)</b>	<b>117,2</b>
Risultato netto attività cedute	99,6	-	(99,0)	(0,6)	-	-	0,0
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>206,8</b>	-	-	-	<b>9,3</b>	<b>(99,0)</b>	<b>117,2</b>
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>206,8</b>	-	-	-	<b>9,3</b>	<b>(99,0)</b>	<b>117,2</b>



## Andamento gestionale risultati anno 2018



## Premesse

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 7 marzo 2019 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2018 del gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla gestione che, unitamente alle Note al Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti dalla normativa vigente.

### 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

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>7</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel 2017 tale contributo risultava positivo per 24 milioni.
- A partire dal 1° gennaio 2018 è stato 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.

	Anno 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	Special items	Anno 2017 restated
<b>Principali dati economici</b>					
Ricavi della gestione caratteristica	1.056	(0)	(9)	0	1.048
Margine operativo lordo adjusted	472	(0)	0	0	472
Risultato operativo netto adjusted	220	(0)	0	0	220
Risultato netto	207	(90)	0	(9)	108
di cui Risultato netto di Gruppo	207	(90)	0	(9)	108
Risultato netto di Gruppo adjusted	142	(24)	0	0	117

### Settori operativi

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

### 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.

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

<sup>7</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

---

## Organi societari

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>8</sup>

#### **PRESIDENTE**

Edoardo Garrone (esecutivo)

#### **VICE PRESIDENTE**

Alessandro Garrone (esecutivo<sup>9</sup>)

Giovanni Mondini (non esecutivo)

#### **AMMINISTRATORE DELEGATO**

Luca Bettonte

#### **CONSIGLIERI**

Massimo Belcredi (indipendente<sup>10</sup>)

Mara Anna Rita Caverni (indipendente<sup>11</sup>)

Barbara Cominelli (indipendente<sup>11</sup>)

Marco Costaguta (non esecutivo)

Paolo Francesco Lanzoni (indipendente<sup>10</sup>)

Silvia Merlo (indipendente<sup>11</sup>)

Elisabetta Oliveri (indipendente<sup>11</sup>)

Mario Paterlini (indipendente<sup>11</sup>)

### COLLEGIO SINDACALE<sup>12</sup>

#### **PRESIDENTE**

Elena Spagnol

#### **SINDACI EFFETTIVI**

Lelio Fornabaio

Stefano Remondini

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

Paolo Luigi Merli

### SOCIETA' DI REVISIONE

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

---

<sup>8</sup> Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

<sup>9</sup> Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

<sup>10</sup> Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

<sup>11</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>12</sup> Collegio sindacale nominato in data 3 maggio 2016.

<sup>13</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 1.822 MW di potenza installata al 31 dicembre 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 (729 MW operativi), in particolare in Francia (307 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.

Nel mese di gennaio 2019 ERG è ulteriormente cresciuta nel settore a seguito dell'acquisizione di due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio della capacità installata di 51,4 MW.



### 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.



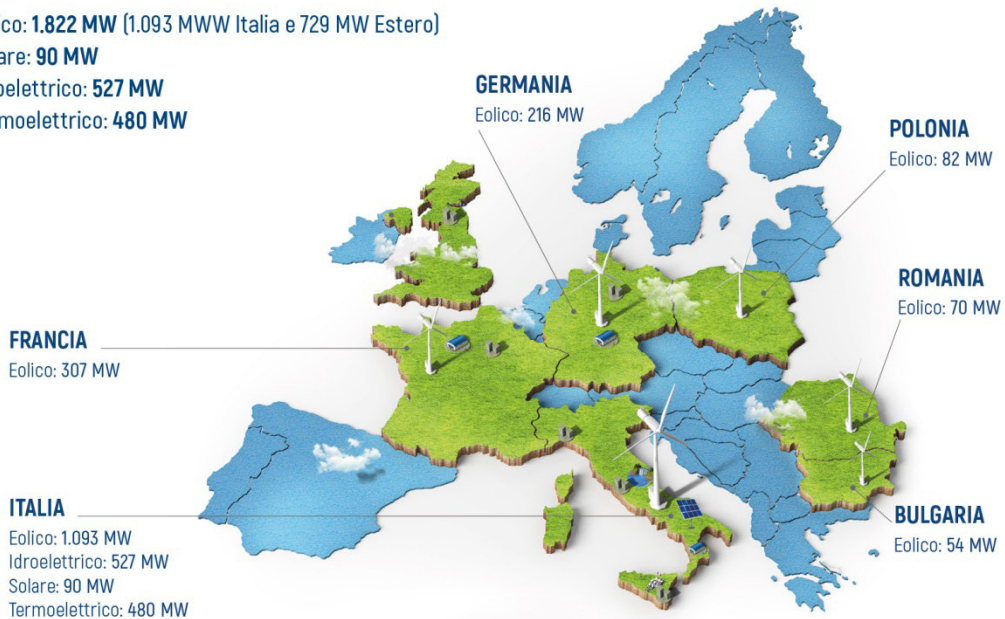
### Termoelettrico

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 31 dicembre 2018

**Eolico: 1.822 MW** (1.093 MWW Italia e 729 MW Estero)  
**Solare: 90 MW**  
**Idroelettrico: 527 MW**  
**Termoelettrico: 480 MW**



Area di Consolidamento integrale al 31 dicembre 2018



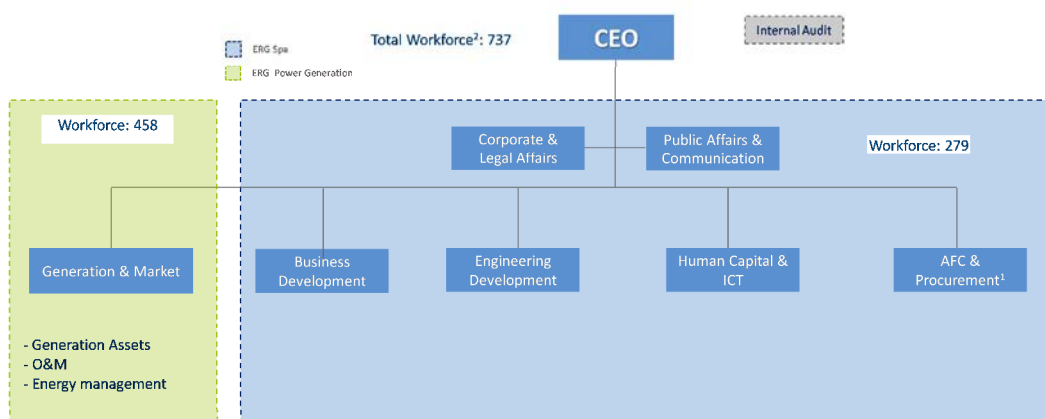
## Modello organizzativo

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 riporto 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.

### CIONE : 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  
 [2] At 2018 year-end

## Strategia

ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine, raggiungendo nelle rinnovabili una posizione di leadership non solo nel mercato italiano ma anche in quello europeo.

Dopo il completamento della trasformazione industriale di ERG iniziata 10 anni fa, la Società è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa. Il Gruppo ha raggiunto una capacità installata di oltre 2900MW con un portafoglio di assets diversificato sia tecnologicamente che geograficamente.

La strategia di ERG è sempre volta ad anticipare i trend del settore ed è per questa ragione che nel 2018 è stato approvato con un anno di anticipo il Piano Industriale 2018-2022. Negli ultimi anni vi è stato un mutamento radicale e profondo in Europa nell'industria della generazione elettrica da fonti rinnovabili: se da un lato è sempre più forte la spinta da parte dei Governi verso la decarbonizzazione a favore delle rinnovabili, dall'altro vi è stato un mutamento radicale nello scenario competitivo tramite la progressiva introduzione delle aste competitive per l'aggiudicazione di nuova capacità rinnovabile ed il conseguente abbandono dei sistemi incentivanti. Le rinnovabili sono passate quindi dall'essere un business con forti connotazioni infrastrutturali a business con caratteristiche prettamente industriali.

Nell'ambito di tale mutato contesto competitivo, la strategia di ERG è quella di continuare a crescere nelle rinnovabili facendo ora leva sul suo know-how industriale, sulla sua presenza territoriale, sulla qualità dei propri assets, sull'efficienza operativa e sulla flessibilità del portafoglio integrato di Energy Management.

L'obiettivo nel periodo 2018-2022 è di incrementare la capacità installata di 850MW attraverso tre canali:

- 1) **Greenfield e co-Sviluppo:** ERG intende proseguire la propria strategia di crescita attraverso lo sviluppo organico della propria pipeline di progetti o accordi di co-sviluppo in Francia, Germania e Regno Unito.
- 2) **Repowering e Reblading in Italia:** in considerazione dell'evoluzione tecnologica del settore eolico, ERG si pone l'obiettivo di effettuare il repowering ed il reblading su parchi dotati di tecnologia obsoleta, con turbine inferiori al MW, con incentivi già scaduti o in scadenza, ma al contempo ubicati nei siti più ventosi, pertanto con una redditività attesa molto alta anche in assenza di incentivi.
- 3) **M&A:** ERG intende continuare ad avere un approccio opportunistico in modo da cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei paesi di proprio interesse, facendo leva sull'esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

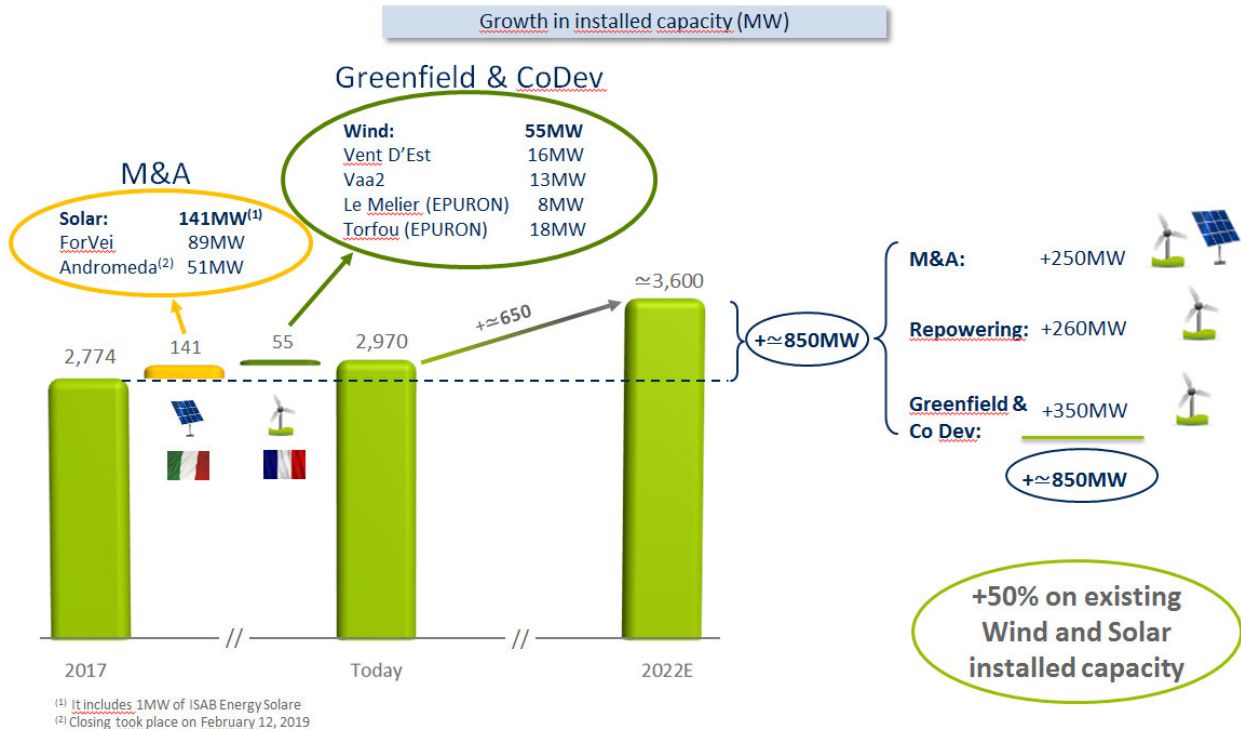
## ERG 2018-2022 STRATEGIC OPTIONS



Nel corso del 2018 ERG ha compiuto diversi passi avanti nella crescita delineata dal Piano industriale, avendo aggiunto quasi 200MW sia provenienti da M&A nel solare (con particolare riferimento all'acquisizione di Forvei per 89 MW e alla recente acquisizione di Andromeda per 51MW), quest'ultima consolidata a partire dall'esercizio 2019, sia da sviluppo greenfield (entrata in esercizio dei parchi di Torfou e di Valle dell'Aa in Francia) e avendo portato avanti il progetto di repowering con la presentazione delle istanze di autorizzazione per un numero di MW anche superiore rispetto a quelli inseriti a Piano.

## ERG 2018-2022 CAPACITY EVOLUTION

### STRONG EXECUTION IN 2018



## Variazione perimetro di business nel 2018

### ▪ Eolico

- Nel corso del primo trimestre 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha perfezionato l'acquisizione da **Vent d'Est SAS** del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense SAS di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Le società sono consolidate dal 1° gennaio 2018. Successivamente, in data **2 agosto**, il Gruppo ERG ha acquisito il restante 25% del capitale delle due società da Renvico France SAS.
- In data **7 marzo 2018**, a valle del processo di vendita avviato alla fine del 2017, ERG ha ceduto al fondo Greencoat UK Wind PLC, quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale della propria controllata **Brockaghboy Windfarm Ltd** ("BWF"), società di diritto inglese titolare del parco eolico da 47,5 MW realizzato in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry da ERG e TCI Renewables Ltd. Il parco, i cui lavori di realizzazione furono avviati nel secondo trimestre del 2016, è entrato in pieno esercizio a fine 2017.

L'*enterprise value* dell'operazione ammonta a circa 163 milioni di sterline. I proventi sono stati ripartiti fra ERG e TCI in base a quanto stipulato nel Development Service Agreement firmato al tempo dell'acquisizione del progetto ready to build: il cash-in complessivo per ERG è risultato pertanto pari a circa 95 milioni di sterline (106 milioni di Euro) di cui circa 70 milioni di sterline (76 milioni di Euro) a totale copertura degli investimenti effettuati da ERG per acquisire il progetto e costruire il parco.

La cessione degli assets in data **7 marzo 2018** ha comportato:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 106 milioni di Euro in relazione al corrispettivo netto di cessione;
- la rilevazione della plusvalenza realizzata pari a 27 milioni di Euro. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione sono considerate special items e pertanto non sono riflesse nel "Risultato netto di Gruppo *adjusted*";

Si precisa che sia nelle Note al Bilancio Consolidato 2017 sia nelle Note al Bilancio Consolidato 2018, in considerazione del processo di vendita, i risultati contabili relativi agli *assets* in corso di cessione sono stati indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nel presente documento e nella Relazione sulla gestione vengono esposti 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.

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

- In data **6 aprile 2018**, ERG tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., società di diritto olandese detenuta da Impax New Energy Investors II, per acquisire:
  - Parc Eolien du Melier SAS, titolare di un parco eolico di 8 MW, con una produzione attesa pari a circa 23 GWh. Il parco beneficia della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni dalla sua entrata in esercizio, avvenuta nel novembre 2016;
  - Parc Eolien de la Vallée de Torfou SAS, titolare di un parco eolico in costruzione di 18 MW, con una produzione media stimata di 48 GWh, la cui entrata in esercizio è avvenuta a fine del 2018. Il parco beneficerà della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni;

- Epuron Energies Renouvelables SAS, titolare di una pipeline di circa 750 MW, così suddivisa:
  - Wave I, cui fanno capo 5 progetti in stato avanzato di sviluppo per complessivi 101 MW, il cui processo autorizzativo in corso prevede l'accesso alla tariffa FIP 2016 e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2021;
  - Wave II, cui fanno capo 5 progetti in stato intermedio di sviluppo per complessivi 143 MW, il cui processo autorizzativo è in fase istruttoria e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2022;
  - Wave III, cui fanno capo progetti "early stage" per una capacità complessiva di oltre 500 MW, la cui entrata in esercizio è prevista successivamente al 2022.

Nell'ambito della transazione è compreso un team di 12 persone, con una solida, pluriennale esperienza nello sviluppo di progetti greenfield, che sono andate ad integrare l'attuale presenza di ERG in Francia portandola ad un totale di 45 persone fra tecnici dedicati alla gestione degli asset e professionisti dedicati allo sviluppo della potenza installata.

Il prezzo complessivo riconosciuto in termini di Enterprise Value è stato pari a 57 milioni di Euro al 31 dicembre 2017, di cui circa 17 milioni di Euro relativi al Project Financing in essere al 31 dicembre 2017. L'accordo, con riferimento alla pipeline, prevede anche un meccanismo di "earn-out" in favore del Seller per un importo massimo di circa 5 milioni di Euro.

In data 15 maggio 2018 è stata perfezionata l'acquisizione da Impax New Energy Holding Cooperatief W.A..

Le società sono consolidate dal 30 giugno 2018.

- In data 27 aprile 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato un accordo con Global Wind Power France, società del gruppo Global Wind Power Europe e Fred Olsen Renewables, per l'acquisizione dalla società Wind 1019 GmbH del 100% del capitale di WP France 10 SAS, società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico da 6,9 MW. Il progetto ha già ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione, la connessione alla rete è prevista nel quarto trimestre 2021 e l'entrata in esercizio entro dicembre 2021.

Il parco sarà ubicato nel nord della Francia, in prossimità di altri parchi eolici ERG, e beneficerà della tariffa incentivata per 15 anni (FIP 2016). La produzione attesa è di circa 15 GWh annui.

L'investimento stimato per la realizzazione del parco è di circa 10 milioni di Euro, inclusivo del corrispettivo pagato per l'acquisto del progetto.

L'operazione consente ad ERG di continuare a sviluppare il proprio portafoglio in territorio francese, coerentemente con gli obiettivi di crescita previsti dal Piano Industriale, realizzando sinergie con l'adiacente progetto in fase di costruzione di Vallée de l'Aa di 13 MW, di cui rappresenta un'estensione.

- In data 1 maggio 2018 la società di diritto tedesco Windpark Linda GmbH & Co. KG, che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania, acquisita da ERG nel corso del primo trimestre, si è aggiudicata nell'asta dedicata all'eolico on-shore, 21,6 MW di nuova potenza eolica, pari al 10% della potenza gestita localmente.

L'entrata in esercizio del parco, la cui costruzione è iniziata nel corso del secondo trimestre 2018, e la cui produzione stimata a regime è di circa 50 GWh annui, pari a circa 39 kt di emissione di CO2 evitata all'anno, è prevista entro il secondo semestre 2019.

Attraverso questo importante risultato che conferma la validità della propria strategia industriale per lo sviluppo estero, ERG continua la crescita organica in uno dei più importanti Paesi Europei per lo sviluppo dell'eolico, in linea con quanto previsto nel Business Plan 2018-2022.

- In data 1 agosto 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del 100% 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 CO2 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), 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 considerazione della nuova acquisizione di assets nel mercato UK, a partire dal Resoconto Intermedio sulla gestione al 30 settembre 2018, sono consolidate integralmente anche Evishagaran Wind Farm LTD 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.

- **Solare**

In data **12 gennaio 2018** ERG ha perfezionato l'**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 335 milioni di Euro. Gli asset sono stati finanziati tramite non-recourse project financing per un importo di circa 180 milioni di euro e contratti di leasing per un importo di circa 60 milioni di euro alla data di acquisizione.

Il presente documento e la Relazione sulla gestione riflettono gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2018: per maggiori dettagli sulla *Purchase Price Allocation del solare*, si rimanda a quanto commentato nella Sezione "Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance".

In considerazione del commentato ingresso nel business solare, a partire dal Bilancio 2018 è consolidata integralmente anche ISAB Energy Solare S.r.l. (1 MW), società già del Gruppo, precedentemente valutata con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative.

- **Cessione partecipazione TotalErg**

Si ricorda che in data **3 novembre 2017** ERG S.p.A. e Total Marketing Services S.A. hanno firmato un accordo vincolante con il Gruppo api finalizzato alla **cessione del 100% delle azioni di TotalErg S.p.A.**, società attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi e nella raffinazione. Il perimetro dell'operazione comprende circa 2.600 stazioni di servizio della rete, il polo logistico di Roma ed il 25,16% della raffineria di Trecate.

L'operazione si è perfezionata in data **10 gennaio 2018**, a seguito dell'approvazione dell'Antitrust ed al completamento della scissione del ramo di azienda di TotalErg S.p.A. relativo al settore dei lubrificanti a favore di Total Italia S.r.l., con riferimento alla quale ERG S.p.A. e Total Marketing Services S.A., sempre in data 3 novembre, hanno siglato un accordo vincolante che prevede la vendita da parte di ERG S.p.A. al Gruppo Total della propria quota (51%) in tale società. Si ricorda, inoltre, che TotalErg S.p.A. aveva già finalizzato, il 10 agosto 2017, la cessione al fondo Ambienta sgr S.p.A. e ad Aber S.r.l. della controllata Restiani S.p.A., operante nel settore dei servizi calore, e, il 5 ottobre 2017, la vendita ad UGI Italia S.r.l. della controllata Totalgaz Italia S.r.l., società operante nella commercializzazione del gpl.

Il corrispettivo relativo alla cessione degli *assets* è pari a 194 milioni, di cui 14 milioni già incassati in *advance payment* nel 2017, 144 milioni incassati nel 2018 al momento del closing e 36 milioni come componente differita regolata da un *vendor loan agreement* con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A..

Complessivamente il valore legato all'*equity value* della transazione è risultato pari a 273 milioni che include, oltre al corrispettivo sopra indicato, anche i dividendi straordinari distribuiti nel 2017 da TotalErg S.p.A. ad ERG S.p.A. per complessivi 71 milioni di Euro (di cui 20 milioni di euro pagati in data 11 maggio 2017 e i restanti 51 milioni in data 26 ottobre 2017), gli interessi che matureranno nell'ambito del *vendor loan agreement* ed i relativi effetti fiscali.



Per una migliore comprensione dei dati commentati nel presente documento si segnalano in particolare i seguenti impatti:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 144 milioni in relazione al corrispettivo incassato nel 2018;
- la rilevazione del già commentato credito verso api S.p.A. per 36 milioni. Tale credito è incluso nell'indebitamento finanziario in quanto componente differita del prezzo di cessione.

Non si segnalano impatti a conto economico nel 2018 in quanto nel Bilancio Consolidato 2017 la partecipazione era stata valutata in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5 rilevando pertanto, già nell'esercizio 2017, gli effetti economici dell'operazione.

---

## ERG in Borsa

Al 28 dicembre 2018<sup>14</sup> il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 16,50 Euro, in crescita (+7,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2017, a fronte di una diminuzione nello stesso periodo del FTSE All Share (-16,7%), del FTSE Mid Cap (-19,6%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-0,6%). 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 dicembre 2018.

<b>Prezzo dell'azione</b>	<b>Euro</b>
Prezzo di riferimento al 28.12.18	16,50
Prezzo massimo (14.05.18) <sup>(1)</sup>	20,34
Prezzo minimo (02.01.18) <sup>(1)</sup>	15,08
Prezzo medio	17,78

(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	304.159

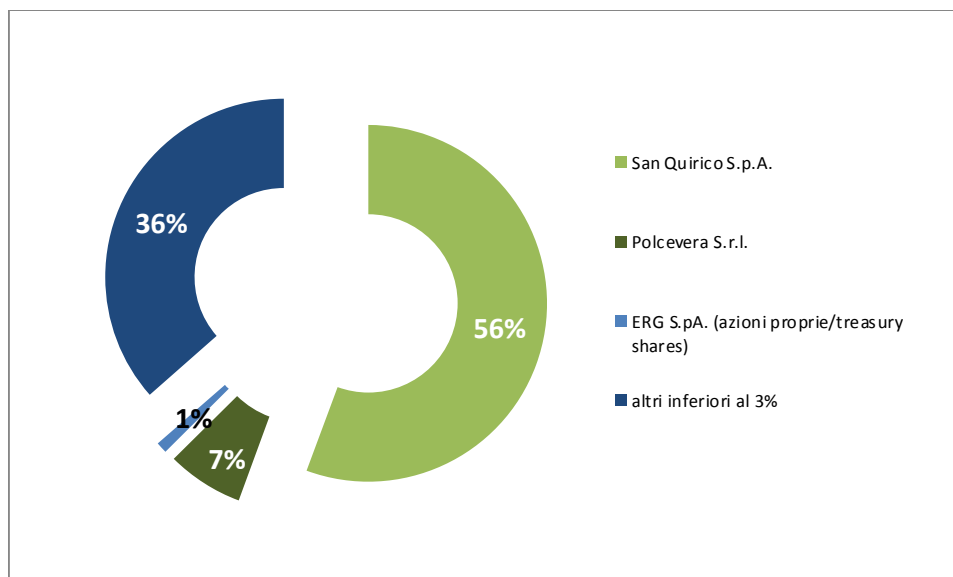
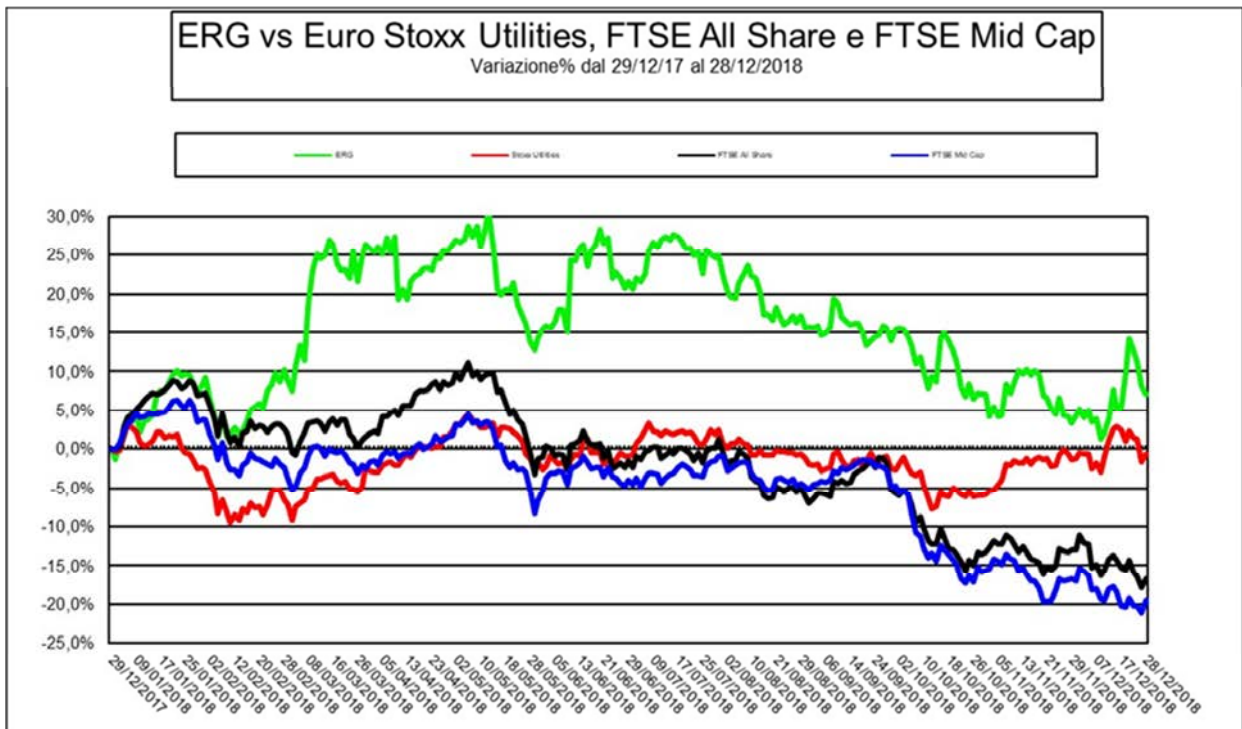
La capitalizzazione di borsa al 28 dicembre 2018 ammonta a circa 2.480 milioni di Euro (2.315 milioni alla fine del 2017).

Il numero medio di azioni in circolazione nel 2018 è stato di 148.816.800.

---

<sup>14</sup> Ultimo giorno disponibile per la quotazione del 2018

## Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria



## Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

### Settore eolico

Data	Paese	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
12 gennaio 2018	Germania	<b>Acquisizione</b> del 100% del capitale di Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i <b>permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania</b> della potenza di 21,6 MW ed una produzione stimata a regime di circa 50 GWh annui.	<a href="#">Comunicato Stampa del 15.01.18</a>
07 marzo 2018	UK	<b>Cessione</b> del 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd al fondo Greencoat UK Wind PLC.	<a href="#">Comunicato Stampa del 08.03.18</a>
21 marzo 2018	Francia	<b>Acquisizione</b> da <b>Vent d'Est SAS</b> del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW.	<a href="#">Comunicato Stampa del 22.03.18</a>
6 aprile 2018	Francia	<b>Sottoscrizione accordo</b> con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., per l'acquisizione in Francia di due parchi eolici (26 MW) e di una pipeline di circa 750 MW. Il closing dell'operazione si è perfezionato in data <b>15 maggio 2018</b> .	<a href="#">Comunicato Stampa del 06.04.18</a>
27 aprile 2018	Francia	<b>Sottoscrizione accordo</b> con Global Wind Power France per l'acquisizione del 100% del capitale di WP France S.a.s., società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico in Francia da 6,9 MW.	<a href="#">Comunicato Stampa del 27.04.18</a>
18 maggio 2018	Germania	<b>Windpark Linda GmbH &amp; Co. KG</b> , società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania si è aggiudicata nell'asta del 1 maggio, dedicata all'eolico onshore, 21,6 MW di nuova potenza eolica.	<a href="#">Comunicato Stampa del 18.05.18</a>
1 agosto 2018	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.	<a href="#">Comunicato Stampa del 03.08.18</a>
3 agosto 2018	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 SAS nel mese di marzo 2018.	<a href="#">Comunicato Stampa del 03.08.18</a>

### Settore Solare

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
12 gennaio 2018	<b>Acquisizione</b> da VEI Green S.r.l., holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, del 100% di <b>ForVei S.r.l.</b> , nono operatore <b>fotovoltaico</b> in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.	<a href="#">Comunicato Stampa del 12.01.18</a>
3 agosto 2018	<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.	<a href="#">Comunicato Stampa del 03.08.18</a>

### Settore Termoelettrico

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
25 ottobre 2018	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. 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.	<a href="#">Comunicato Stampa del 25.10.18</a>

## Corporate

Data	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
10 gennaio 2018	<b>Cessione</b> del 51% delle azioni di <b>TotalErg S.p.A.</b> e del 51% delle quote di Total Italia S.r.l. L'operazione si è conclusa a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente ed al completamento della scissione del suddetto ramo di azienda di TotalErg S.p.A. a favore di Total Italia S.r.l..	<a href="#">Comunicato Stampa del 10.01.18</a>
07 e 08 marzo 2018	Approvazione <b>Piano strategico 2018-2022 da parte del C.d.A. di ERG S.p.A. e presentazione dello stesso alla Comunità Finanziaria.</b>	<a href="#">Comunicato Stampa del 08.03.18</a>
23 aprile 2018	<b>L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A.</b> nomina il nuovo Consiglio di Amministrazione, conferma Edoardo Garrone alla Presidenza e delibera il pagamento di un dividendo di 1,15 Euro per azione di cui 0,40 Euro straordinario. Il Consiglio di Amministrazione conferma Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo, Giovanni Mondini Vicepresidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.	<a href="#">Comunicato Stampa del 23.04.18</a>
12 luglio 2018	Conclusione di operazioni di <b>Liability Management</b> per complessivi 500 milioni di Euro, che contribuiscono a migliorare le condizioni economiche e di durata della struttura di debito del Gruppo.	<a href="#">Comunicato Stampa del 12.07.18</a>
20 ottobre 2018	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. L'assegnazione, stata finalizzata nel mese di gennaio 2019, ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., per un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori, di 1,1 milioni di euro. 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.	<a href="#">Comunicato Stampa del 20.10.18</a>
	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.	
20 novembre 2018	<b>Sottoscrizione</b> di due contratti di finanziamento Environmental, Social e Governance senior unsecured a medio-lungo termine (" <b>ESG Loans</b> ") ciascuno per un importo fino a <b>120 milioni</b> di Euro, rispettivamente con Credit Agricole Corporate and Investment Banking ("CACIB") e BNL Gruppo BNP Paribas.	<a href="#">Comunicato Stampa del 20.11.18</a>
19 dicembre 2018	<b>Perfezionamento</b> di un programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio-lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme – EMTN) per un importo massimo complessivo di Euro <b>1.000 milioni</b> .	<a href="#">Comunicato Stampa del 19.12.18</a>

## Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Anno		
	2018	2017 restated	
<b>Principali dati economici</b>			
Ricavi adjusted	1.027	1.048	
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>491</b>	<b>472</b>	
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>216</b>	<b>220</b>	
Risultato netto	133	108	
di cui Risultato netto di Gruppo	133	108	
<b>Risultato netto di Gruppo adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>107</b>	<b>117</b>	
<b>Principali dati finanziari</b>			
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.172</b>	<b>3.110</b>	
Patrimonio netto	1.829	1.877	
Indebitamento finanziario netto totale <sup>(2)</sup>	1.343	1.233	
di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>	1.178	1.115	
Leva finanziaria	42%	40%	
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>48%</b>	<b>45%</b>	
<b>Dati operativi</b>			
<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>1.822</b>	<b>1.814</b>
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	3.464	3.613
<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<i>MW</i>	<b>480</b>	<b>480</b>
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	2.151	2.453
<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>527</b>	<b>527</b>
Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.740	1.144
<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>90</b>	<b>n.a.</b>
Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>	130	n.a.
<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<i>milioni di KWh</i>	<b>13.627</b>	<b>11.747</b>
Investimenti <sup>(4)</sup>	<i>milioni di Euro</i>	510	94
<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<i>Unità</i>	<b>737</b>	<b>714</b>
<b>Ricavi netti unitari <sup>5</sup></b>			
Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>	124,9	144,5
Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>	94,5	96,4
Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>	87,4	88,4
Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>	63,5	45,1
Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	74,8	64,0
Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>	58,2	58,1
Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>	100,4	n.a.
Solare	<i>Euro/MWh</i>	293,5	n.a.
Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>	106,6	110,3
Termoelettrico	<i>Euro/MWh</i>	41,4	45,5

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.

<sup>(6)</sup> non include gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

<sup>(7)</sup> comprende il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg.

<sup>(8)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

<sup>(9)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 449 milioni effettuati nel 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. Nel 2017 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 39,5 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF (eolico) in Germania.

<sup>(10)</sup> i ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusivi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento

## Risultati per settore

<i>(milioni di Euro)</i>	Anno	
	2018	2017 restated
<b>Ricavi adjusted</b>		
Eolico	389	445
Solare	38	n.a
Idroelettrico	194	137
Termoelettrico <sup>(1)</sup>	405	464
Corporate	36	38
<i>Ricavi infrasettori</i>	(36)	(37)
<b>Totale ricavi adjusted</b>	<b>1.027</b>	<b>1.048</b>
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		
Eolico	274	316
Solare	32	n.a
Idroelettrico	146	94
Termoelettrico <sup>(1)</sup>	53	78
Corporate	(15)	(16)
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>491</b>	<b>472</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		
Eolico	(159)	(160)
Solare	(24)	n.a
Idroelettrico	(58)	(58)
Termoelettrico	(31)	(31)
Corporate	(3)	(3)
<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(275)</b>	<b>(252)</b>
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>		
Eolico	115	156
Solare	8	n.a
Idroelettrico	88	35
Termoelettrico <sup>(1)</sup>	22	48
Corporate	(18)	(19)
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>216</b>	<b>220</b>
<b>Investimenti <sup>(2)</sup></b>		
Eolico	146	75
Solare	345	n.a
Idroelettrico	7	6
Termoelettrico	8	10
Corporate	3	3
<b>Totale investimenti</b>	<b>510</b>	<b>94</b>

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

<sup>(2)</sup> Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition

---

## Commento ai risultati del periodo

Nel 2018 i ricavi della gestione caratteristica sono pari a 1.027 milioni, in lieve decremento rispetto al 2017 (1.048 milioni) principalmente per il venir meno di un importante contratto bilaterale a fine 2017 e per il venire meno degli incentivi su una parte della produzione Eolica in Italia in parte compensati dai maggiori volumi nell'idroelettrico in un contesto di prezzi di vendita in crescita e dall'aumento della produzione per l'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, in particolare con l'ingresso nel solare.

Il margine operativo lordo **adjusted** si attesta a 491 milioni, superiore rispetto ai 472 milioni registrati nel 2017. La variazione positiva di 18 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-42 milioni):** margine operativo lordo pari a 274 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (316 milioni) un contesto anemologico meno favorevole sia in Italia che all'estero. In particolare, i minori risultati dei parchi eolici in Italia (-46 milioni) hanno anche risentito delle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto all'83% del 2017), del minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), e dei maggiori oneri di sbilanciamento, solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I risultati all'estero sono in crescita (+3 milioni) grazie alla maggiore capacità installata in Francia e ad uno scenario favorevole in Romania e Polonia, nonostante la minore ventosità.
- **Solare (+32 milioni):** margine operativo lordo pari a 32 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 30 milioni per ricavi da conto energia e 8 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 6 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.
- **Idroelettrico (+53 milioni):** margine operativo lordo di 146 milioni (94 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 revoca IAFR di alcuni impianti. La performance ha beneficiato dell'elevata idraulicità registrata nel periodo, in particolare a partire dal mese di marzo, oltre che dell'utilizzo degli invasi avvenuto nell'anno.
- **Termoelettrico (-26 milioni):** il risultato del termoelettrico, pari a 53 milioni, in diminuzione di 26 milioni rispetto ai 78 milioni del 2017 a seguito prevalentemente del minor contributo ai risultati dei Titoli di Efficienza Energetica che nel 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 significativamente meno profittabile del clean spark spread, a seguito dell'altrettanto importante aumento del prezzo della CO2 e del Gas, che non sono stati riflessi appieno nel prezzo dell'energia nell'arco dell'anno.

Il risultato operativo netto **adjusted** è stato pari a 216 milioni (220 milioni nel 2017) dopo ammortamenti per 275 milioni in aumento di 23 milioni rispetto al 2017 (252 milioni) a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei parchi eolici in Francia avvenute nel corso del 2018.

Il risultato netto di Gruppo **adjusted** è stato pari a 107 milioni, in diminuzione rispetto al risultato di 117 milioni del 2017 restated, in conseguenza dei già commentati risultati operativi, di maggiori ammortamenti e di maggiori oneri finanziari, associati ad una minore remunerazione della liquidità ed al maggior indebitamento relativo agli investimenti effettuati, nonostante un costo medio del debito inferiore rispetto al 2017, grazie alle operazioni di liability management concluse nel corso del primo semestre 2018.

Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 133 milioni (108 milioni nel 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati risultati operativi netti, la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy (27 milioni).

Nel 2018 gli investimenti sono stati pari a **510 milioni** (94 milioni nel 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (345 milioni di Euro), all'acquisizione delle società eoliche francesi da Impax New Energy consolidate dal 30 giugno 2018 (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 corso del 2018 sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali per **60 milioni** di cui il 70% nel settore Eolico (65% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia (Vallée de l'AA e Torfou) ed in Germania (Windpark Linda), il 14% nel settore Termoelettrico (18% nel 2017), l'11% nel settore Idroelettrico (12% nel 2017) e il 5% nel settore Corporate (5% nel 2017), principalmente riguardanti l'area



ICT.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.343 milioni**, in aumento (110 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 (1.233 milioni). La variazione riflette gli investimenti del periodo (510 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 (21 milioni), in gran parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo, dall'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni).

## Risultati del periodo – Business

### MERCATO DI RIFERIMENTO

#### Scenario prezzi

##### Scenario prezzi (Euro/MWh)

	Anno	
	2018	2017
<b>Italia</b>		
PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) <sup>(1)</sup>	61,3	54,0
Prezzo energia elettrica zona Nord	60,7	54,4
Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	61,1	54,1
Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	60,9	51,6
Prezzo energia elettrica zona Sud	59,4	49,8
Prezzo energia elettrica Sardegna	60,7	51,5
Prezzo energia elettrica Sicilia	69,5	60,8
Prezzo zonale Centro Nord (peak)	68,8	63,5
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	99,0	107,3
<b>Estero</b>		
Francia (Energia Elettrica base load)	50,0	45,0
Germania (Energia Elettrica base load)	44,5	34,2
Polonia	76,2	45,7
di cui (Energia Elettrica base load)	52,8	37,2
di cui Certificati d'Origine	23,4	8,6
Bulgaria (Energia Elettrica base load)	39,9	39,3
Romania (EE base load + 1 Certificato Verde nel 2018 e 2 CV nel 2017)	75,8	106,2
di cui Energia Elettrica base load	46,4	48,2
di cui Certificato Verde	29,4	29,0
Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	113,4	93,6
di cui Energia Elettrica base load	61,0	44,7
di cui ROC	58,1	54,4
<sup>(1)</sup> Prezzo Unico Nazionale		

### Mercato Italia – Domanda e produzioni

Mercato Italia (GWh) <sup>(1)</sup>	Anno		
	2018	2017	var %
Domanda	321.910	320.548	0%
Consumo pompaggi	2.233	2.478	-10%
Import/Export	43.909	37.761	16%
Produzione interna <sup>(2)</sup>	280.234	285.265	-2%
di cui			
Termoelettrica	185.046	200.305	-8%
Idroelettrica	49.275	37.557	31%
Geotermica	5.708	5.821	-2%
Eolica	17.318	17.565	-1%
Fotovoltaico	22.887	24.017	-5%

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

<sup>(2)</sup> Produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

Nel 2018 la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 321,9 TWh, in linea rispetto ai valori registrati nel 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 19,4 TWh, in diminuzione (-1,0%) rispetto al 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 44,7 TWh (+0,9%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 280,2 TWh, in diminuzione del 2% rispetto al 2017, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 43,9 TWh (+16% rispetto al 2017).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 66% da centrali termoelettriche e per il restante 34% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 17% dall'idroelettrico, per l'8% dal fotovoltaico, per il 6% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al 2017 risulta in crescita la produzione idroelettrica (+31%), stabile quella eolica (+0%), mentre hanno registrato un decremento la produzione termoelettrica (-8%), fotovoltaica (-5%) e geotermica (-2%) ed eolica (-1%).

## 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 corso del 2018, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 13,6 TWh (11,7 TWh nel 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,5 TWh (7,2 TWh nel 2017), di cui circa 1,5 TWh all'estero e 6,0 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nel 2017).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella<sup>15</sup> seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)	Anno		Vendite di energia elettrica (GWh)	Anno	
	2018	2017		2018	2017
Wind - produzione eolica Italia	2.012	2.117	Energia elettrica venduta a clienti captive	550	539
Wind - produzione eolica Estero	1.452	1.496	Energia elettrica venduta a IREN	0	2.015
Solare - produzione fotovoltaica	130	n.a.	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	11.625	7.697
CCGT - produzione termoelettrica	2.151	2.453	Energia elettrica venduta all'estero	1.452	1.496
Hydro - produzione idroelettrica	1.740	1.144			
ERG Power Generation - acquisti	6.143	4.536			
<b>Totale</b>	<b>13.627</b>	<b>11.747</b>	<b>Totale</b>	<b>13.627</b>	<b>11.747</b>

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 2018 sono state effettuate vendite di vapore<sup>16</sup> per 737 migliaia di tonnellate in linea con l'esercizio precedente.

## EOLICO

Il Gruppo ERG opera nel settore eolico attraverso le proprie società titolari di parchi eolici in Italia e

<sup>15</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.

<sup>16</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

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)	Anno		Δ	Δ%
	2018	2017		
<b>- Italia</b>	<b>1.093</b>	<b>1.093</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
di cui				
Campania	247	247	0	0%
Calabria	120	120	0	0%
Puglia	249	249	0	0%
Molise	79	79	0	0%
Basilicata	89	89	0	0%
Sicilia	198	198	0	0%
Sardegna	111	111	0	0%
<b>- Estero</b>	<b>729</b>	<b>722</b>	<b>8</b>	<b>1%</b>
di cui				
Germania	216	216	0	0%
Francia	307	252	55	22%
Polonia	82	82	0	0%
Bulgaria	54	54	0	0%
Romania	70	70	0	0%
UK	0	48	-48	n.a.
<b>Potenza installata complessiva a fine periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>1.822</b>	<b>1.814</b>	<b>8</b>	<b>0%</b>

<sup>(1)</sup> potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 31 dicembre 2018, pari a 1.822 MW, è in aumento di 8 MW rispetto al dato al 31 dicembre 2017 a seguito dell'avvio commerciale di 2 parchi eolici in Francia a partire da dicembre (per complessivi 30,8 MW), all'acquisizione nel 2018 di 3 parchi eolici sempre in Francia per 24,3 MW, di cui 16,3 MW operativi da inizio anno e 8 MW dal secondo semestre, al netto della diminuzione di 48 MW in UK a seguito della cessione del parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW), che era entrato in funzione nel mese di dicembre 2017.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Risultati economici	Anno	
	2018	2017 restated
<b>Ricavi della gestione caratteristica adjusted</b>	<b>389</b>	<b>445</b>
<b>Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>274</b>	<b>316</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(159)	(160)
<b>Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>115</b>	<b>156</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	146	75
<b>Ebitda Margin % <sup>(2)</sup></b>	<b>70%</b>	<b>71%</b>
<b>Produzioni complessive impianti eolici (GWh)</b>	<b>3.464</b>	<b>3.613</b>

(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 2018, pari a circa 56 milioni, è dovuta principalmente alle minori produzioni per condizioni anemologiche meno favorevoli, sia in Italia che all'estero e alle minori produzioni incentivate rispetto all'analogo periodo del 2017 nonché al minore valore unitario dell'incentivo (da 107,3 a 99,0 €/MWh).

Si segnala in particolare che, rispetto al 2017, non risultano più incentivati ulteriori 204 GWh di produzione, per un controvalore economico pari a 20,2 milioni.

Tali effetti negativi, 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 nel 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 124,9 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 144,5 Euro/MWh 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.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

Ricavi adjusted	Anno		Δ	Δ%
	2018	2017		
<b>Italia</b>	<b>266</b>	<b>317</b>	<b>(52)</b>	<b>-16%</b>
<b>Eestero</b>	<b>124</b>	<b>128</b>	<b>(4)</b>	<b>-3%</b>
di cui				
<i>Germania</i>	33	37	(4)	-11%
<i>Francia</i>	49	44	5	11%
<i>Polonia</i>	14	12	2	19%
<i>Bulgaria</i>	13	13	(0)	-2%
<i>Romania</i>	12	19	(7)	-36%
<i>UK</i>	3	3	0	1%
<b>Totale</b>	<b>389</b>	<b>445</b>	<b>(56)</b>	<b>-13%</b>

Ricavi netti unitari	Anno		Δ	Δ%
	2018	2017		
Eolico Italia	124,9	144,5	(20)	-14%
Eolico Germania	94,5	96,4	(2)	-2%
Eolico Francia	87,4	88,4	(1)	-1%
Eolico Polonia	63,5	45,1	18	41%
Eolico Bulgaria	74,8	64,0	11	17%
Eolico Romania	58,2	58,1	0	0%
Eolico UK	100,4	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **2018** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 87,4 Euro/MWh e 94,5 €/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Polonia (+41% grazie al significativo incremento del prezzo di cessione dei certificati di origine) e Bulgaria (+17%), mentre in Romania sono risultati complessivamente stabili, a seguito dell'incremento dei prezzi che ha compensato la 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.

Produzioni (GWh)	Anno		Δ	Δ%
	2018	2017		
<b>- Italia</b>	<b>2.012</b>	<b>2.117</b>	<b>-105</b>	<b>-5%</b>
di cui				
<i>Campania</i>	439	489	-50	-10%
<i>Calabria</i>	219	238	-18	-8%
<i>Puglia</i>	471	531	-60	-11%
<i>Molise</i>	156	167	-11	-7%
<i>Basilicata</i>	178	183	-6	-3%
<i>Sicilia</i>	341	299	42	14%
<i>Sardegna</i>	207	209	-2	-1%
<b>- Estero</b>	<b>1.452</b>	<b>1.496</b>	<b>-45</b>	<b>-3%</b>
di cui				
<i>Germania</i>	337	369	-31	-8%
<i>Francia</i>	552	491	60	12%
<i>Polonia</i>	219	248	-29	-12%
<i>Bulgaria</i>	138	157	-19	-12%
<i>Romania</i>	176	201	-25	-13%
<i>UK</i>	29	29	-1	-3%
<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>3.464</b>	<b>3.613</b>	<b>-150</b>	<b>-4%</b>

Nel 2018 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 3.464 GWh, in lieve calo rispetto al corrispondente periodo del 2017 (3.613 GWh), a seguito di una produzione in diminuzione circa del 5% in Italia (da 2.117 GWh a 2.012 GWh) e del 3% all'estero (da 1.496 GWh a 1.452 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-105 GWh) è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nel 2017 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, la diminuzione di 45 GWh è attribuibile alle minori produzioni nell'Europa dell'Est (-73 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate nel 2017 ed in Germania (-31 GWh), in parte mitigate dalle maggiori produzioni in Francia (+60 GWh) che hanno anche beneficiato per circa 44 GWh delle produzioni degli impianti francesi di recente acquisizione (Vent d'est ed ex Epuron) o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo trimestre dell'anno.

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 %	Anno		Δ
	2018	2017	
<b>- Italia</b>	<b>21%</b>	<b>22%</b>	<b>-1%</b>
di cui			
<i>Campania</i>	20%	23%	-2%
<i>Calabria</i>	21%	23%	-2%
<i>Puglia</i>	22%	24%	-3%
<i>Molise</i>	22%	24%	-2%
<i>Basilicata</i>	23%	24%	-1%
<i>Sicilia</i>	20%	17%	2%
<i>Sardegna</i>	21%	21%	0%
<b>- Estero</b>	<b>23%</b>	<b>25%</b>	<b>-1%</b>
di cui			
<i>Germania</i>	18%	19%	-2%
<i>Francia</i>	23%	22%	1%
<i>Polonia</i>	31%	35%	-4%
<i>Bulgaria</i>	29%	33%	-4%
<i>Romania</i>	29%	33%	-4%
<b>Load factor <sup>(1)</sup></b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>	<b>-1%</b>

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

Nel 2018 il **load factor** complessivo, pari al 22%, è risultato in lieve flessione rispetto a quanto registrato nel 2017 (23%), con un decremento dal 25% al 23% all'estero e dal 22% 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 47,5MW.

La diminuzione del load factor è imputabile alla minore ventosità registrata nel periodo, in particolare nel terzo e quarto 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 <i>adjusted</i>	Anno		Δ	Δ%
	2018	2017		
<b>Italia</b>	<b>195</b>	<b>241</b>	<b>(46)</b>	<b>-19%</b>
<b>Estero</b>	<b>79</b>	<b>76</b>	<b>3</b>	<b>4%</b>
di cui				
Germania	22	25	(3)	-13%
Francia	30	30	0	2%
Polonia	10	5	5	109%
Bulgaria	8	6	2	32%
Romania	7	8	(2)	-20%
UK	3	2	1	n.a.
<b>Totale</b>	<b>274</b>	<b>316</b>	<b>(42)</b>	<b>-13%</b>

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del 2018 è pari complessivamente a 274 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (316 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche meno favorevoli sia in Italia che all'estero. Il minor contributo in Italia (-46 milioni) riflette le minori produzioni assolute ed incentivate, il minor valore dell'incentivo unitario, oltre che maggiori oneri di sbilanciamento, solo in parte compensati dallo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia. I migliori risultati all'estero (+3 milioni) riflettono le maggiori capacità installate in Francia nonché il contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK nel primo trimestre.

L'**EBITDA margin** del 2018 è risultato complessivamente pari al 70%, 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 2018 (**146 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). Gli investimenti complessivi includono inoltre investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 42 milioni**, principalmente relativi allo sviluppo dei nuovi parchi eolici in Francia (Vallée de l'AA e Torfou) ed in Germania (Windpark Linda).

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

### Italia

- **Tariffa incentivante (FIP) ex Certificati verdi**

Con la deliberazione 32/2018/R/EFR del 25 gennaio 2018 l'Autorità ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2018 (FIP 2018), il valore medio annuo registrato nel 2017 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 53,14 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2018, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 98,95 €/MWh.

- **Tariffa incentivante (FIP) ex Certificati verdi**

Con la deliberazione 16/2019 del 22 gennaio 2019 l'Autorità ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2019 (FIP 2019), il valore medio annuo registrato nel 2018 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 61,91 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2019, pari al 78%

della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 92,11 €/MWh.

- **Incremento dei costi dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: delibera 342/2016 dell'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente) e provvedimenti successivi**

Nel secondo trimestre del 2016 si sono registrati significativi incrementi del costo dei servizi di dispacciamento per i clienti finali (con particolare riferimento al corrispettivo uplift).

Il 27 giugno 2016 l'ARERA ha pubblicato la Delibera 342/2016/E/eel, con cui ha avviato un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici (incluse ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.).

A seguito dell'istruttoria dell'ARERA, nel mese di settembre 2016 sono state recapitate ai soggetti coinvolti – incluse ERG Hydro S.r.l. e ERG Power Generation S.p.A. – comunicazioni contenenti i risultati della ricognizione e i potenziali profili di abuso riscontrati dall'Autorità.

ERG Power Generation S.p.A. ed ERG Hydro S.r.l. hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale degli atti sopra indicati, non ritenendo in alcuna misura sussistenti le condizioni per l'emissione degli stessi.

Ad aprile 2017 sono state comunicate dall'ARERA, alle società interessate ERG Hydro S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A., le delibere emesse nell'ambito delle procedure avviate con la delibera 342/2016. I principali contenuti degli atti sopra indicati sono rappresentati da una modifica della metodologia utilizzata per definire i risultati della ricognizione rispetto a quella utilizzata nel settembre 2016, e la specifica indicazione della non sussistenza di profili di illegittimità dei comportamenti ai fini del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT). Con due successive delibere approvate a gennaio e febbraio 2018 l'Autorità ha chiuso le procedure relativamente ai provvedimenti prescrittivi per ERG Hydro S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. Sulla base delle delibere adottate dall'ARERA, Terna ha provveduto alla quantificazione dell'importo da restituire, il cui impatto economico è ritenuto non significativo. Le società coinvolte hanno provveduto ad impugnare, nelle opportune sedi giurisdizionali, sia le delibere dell'ARERA che la quantificazione effettuata da Terna.

- **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.

## Germania

- **Accelerazione espansione rete di trasmissione**

A metà dicembre il gabinetto della cancelliera Angela Merkel ha approvato un progetto di legge che permette di accelerare le procedure di autorizzazione, e quindi di accelerare l'espansione della rete tedesca di trasmissione di energia elettrica.

L'accelerazione sarà possibile grazie a un migliore coordinamento tra diverse fasi di pianificazione, scadenze più strette e l'eliminazione di procedure superflue. Sono inoltre previste nuove linee di trasmissione di maggiore potenza che sostituiscono linee esistenti e che non saranno più soggette ad un processo di pianificazione federale.

- **Estensione dell'obbligo di possesso dell'autorizzazione per la partecipazione delle "Cooperative" alle aste eoliche**

Lo scorso 29 giugno è entrata in vigore la modifica alla legge sulle fonti energetiche rinnovabili che prolunga la sospensione dell'esenzione per le «cooperative energetiche di cittadini» (*Bürgerenergiegenossenschaft*) dall'obbligo di presentazione ad asta di progetti preventivamente autorizzati.

La sospensione, mirata a determinare un *level playing field* con gli operatori industriali, sarà protratta fino a tutto il 2019.

- **Seconda asta wind onshore 2018**

Il 1° maggio 2018 si è chiusa la seconda asta eolica onshore del 2018 in Germania.

Gli esiti dell'asta, pubblicati il successivo 17 maggio, hanno mostrato un valore medio del prezzo di aggiudicazione pari a 5,73 €cent/kWh. Per la prima volta, il contingente disponibile non è stato completamente aggiudicato, fermandosi al 90% del totale.

Il Gruppo ERG è risultato tra gli aggiudicatari con un progetto eolico *onshore* di 21,6 MW.

- **Modifiche alla EEG 2017, incremento dei contingenti annuali d'asta per eolico onshore e fotovoltaico**

Nel mese di dicembre 2018 è stato adottato un nuovo pacchetto di norme sull'energia che prevede nuove aste tra 2019 e il 2021, per 4 GW di eolico onshore e 4 GW di fotovoltaico complessivi. Sono state aggiunte aste straordinarie per l'eolico e per il fotovoltaico a quelle già previste: per il 2019 1 GW per ciascuna nuova asta, per il 2020 1.4 GW per ciascuna nuova asta e per il 2021 1.6 GW per ciascuna nuova asta.

## Francia

- **FIP 2017+ (*Arrêté tarifaire du 6 mai 2017*)**

La Feed In Premium prevista per i progetti rinnovabili successivi al 2017 ha ottenuto l'approvazione dalla Commissione Europea per un periodo che copre il triennio dal 2018 al 2020. Il Governo francese intende mantenere inalterata la "FIP 2017+" fino alla fine naturale del triennio.

## Bulgaria

- **Modifica del sistema di incentivazione**

A maggio del 2018 è stato approvato un emendamento all'Energy Act della Bulgaria il quale ha previsto, tra le altre misure, che a decorrere dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione passi da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico.

## Polonia

- **Meccanismo d'asta per eolico onshore**

Per effetto dell'approvazione di un emendamento al RES Act il 29 giugno 2018, per l'anno in corso è stata prevista l'indizione di un'asta per l'assegnazione di incentivi a nuovi impianti eolici e fotovoltaici. L'asta, di tipo multitecnologico eolico-fotovoltaico, ha previsto un contingente di potenza di circa 1 GW. L'asta 2018 si è regolarmente tenuta nel mese di novembre.

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.

## Romania

- **Approvati emendamenti alla normativa sull'incentivazione delle fonti rinnovabili**

Il 26 giugno 2018 sono stati approvati emendamenti alla normativa sull'incentivazione delle fonti rinnovabili che hanno modificato alcune regole dell'Emergency Ordinance 24/2017. I principali riguardano l'incremento del cap annuale di spesa sui consumatori finali, in funzione del quale viene definita dall'Autorità di Regolazione la quota d'obbligo per i soggetti obbligati all'acquisto; è stata introdotta la possibilità per il produttore che beneficia dei Certificati Verdi di passare ad un sistema di incentivazione di tipo Feed In Premium (proposta da sottoporre all'approvazione della Commissione Europea); il vincolo, per i soggetti obbligati, di acquistare almeno il 50% dei CV sul mercato spot, fatti salvi gli effetti di contratti bilaterali preesistenti.



- **L'Autorità di regolazione ha approvato un incremento del contributo annuale dovuto dagli operatori del settore energia elettrica e gas**

Alla fine del mese di dicembre, il Governo ha approvato un'ordinanza contenente misure fiscali e di bilancio con effetti sui settori dell'energia elettrica, del gas e delle telecomunicazioni. In particolare, per i produttori di energia elettrica, è stato previsto l'incremento del contributo pagato annualmente all'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) determinato per il 2019 nel 2% dei ricavi dell'anno precedente, contro lo 0,1% previsto per il 2018.

- **Modifica normativa fiscale per impianti eolici**

Il 3 dicembre è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la modifica della normativa fiscale che prevede l'inclusione del valore della torre degli aerogeneratori nella base imponibile per la *Local Building Tax*; in precedenza erano considerate ai fini del calcolo dell'imposta le sole fondazioni.

## UK

- **Mercato elettrico Great Britain: capacity Market**

Lo scorso 15 novembre 2018 la Corte di Giustizia Europea ha annullato il provvedimento con cui nel 2014 la Commissione Europea ha dichiarato la compatibilità del mercato britannico della capacità elettrica con la disciplina europea degli aiuti di Stato. La conseguenza immediata della sentenza è stata il rinvio *sine die* delle prossime aste e il blocco di tutti i pagamenti previsti dalle aste precedenti.

## 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 del Giorno Prima (MGP) e del Mercato Infragiornaliero (MI), così come una revisione dei processi di settlement e di bilanciamento della rete in tempo reale.

- **Capacity Market**

Il 29 giugno 2018 i Gestori di Rete della Repubblica d'Irlanda e Nord Irlanda hanno pubblicato il bando per la partecipazione all'asta T-4 per approvvigionamento di capacità esistente e nuova per gli anni 2022/2023. Per capacità di nuova costruzione è prevista la possibilità di aggiudicarsi contratti della durata massima di 10 anni. La data dell'asta, la cui fase di registrazione si è chiusa il 25 ottobre, è stata fissata per il 28 marzo 2019.

## 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	Anno	
	2018	2017
(milioni di euro)		
<b>Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i></b>	<b>38</b>	<b>n.a</b>
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup></b>	<b>32</b>	<b>n.a</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(24)	n.a
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup></b>	<b>8</b>	<b>n.a</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	345	n.a
<b>Ebitda Margin % <sup>(2)</sup></b>	<b>84%</b>	<b>n.a</b>
<b>Produzioni complessive impianti solari (GWh)</b>	<b>130</b>	<b>n.a</b>

(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 **2018** le produzioni sono risultate pari a circa 130 GWh ed il relativo load factor pari al 16%.

I ricavi del 2018 sono stati pari complessivamente a 38 milioni, di cui 30 milioni relativi a ricavi da conto energia e 8 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel 2018 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 294 €/MWh, di cui 234 €/MWh relativi a conti energia e circa 59 €/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo *adjusted*** del 2018 è stato pari complessivamente a 32 milioni, di cui 38 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 6 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione, in linea con le aspettative.

L'**EBITDA margin** del 2018 è risultato complessivamente pari all'84%.

### Investimenti

Gli investimenti 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 nell'esercizio

Per quanto attiene al blocco temporaneo delle autorizzazioni per l'installazione di impianti 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 DM 23/6/2016.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Si riporta di seguito il contributo apportato dagli asset idroelettrici ai risultati del Gruppo:

Risultati economici	Anno	
	2018	2017
(milioni di euro)		
<b>Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i></b>	<b>194</b>	<b>137</b>
<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup></b>	<b>146</b>	<b>94</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(58)	(58)
<b>Risultato operativo netto <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup></b>	<b>88</b>	<b>35</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	7	6
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>75%</b>	<b>69%</b>
<b>Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)</b>	<b>1.740</b>	<b>1.144</b>

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

Nel 2018 i ricavi, pari a 194 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 102 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 78 milioni oltre a ricavi da MSD per 6 milioni.

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

Il margine operativo lordo del 2018 è risultato pari a 146 milioni (94 milioni nel 2017), in aumento di 53 milioni, principalmente grazie alla elevata idraulicità 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 2018 pari rispettivamente a 1.740 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 107 Euro/MWh (110 Euro/MWh nel 2017 esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi).

L'EBITDA *margin* del 2018 è risultato complessivamente pari al 75%, in significativa crescita rispetto al 69% del 2017.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 38% (25% nel precedente esercizio), ha beneficiato della elevata

idraulicità riscontrata e della conseguente gestione del livello degli invasi, con la produzione di 1.740 GWh nel 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 522, 518 e 124 metri s.l.m., in riduzione rispetto al 31 dicembre 2017 (rispettivamente 526, 524 e 131 metri s.l.m.), a seguito della gestione del livello degli invasi nel terzo e nel quarto trimestre, in previsione degli apporti attesi nella stagione autunnale e dello scenario prezzi.

### Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 7 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.

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nell'esercizio

In aggiunta a quanto evidenziato nella sezione di aggiornamento generale, è opportuno segnalare i seguenti provvedimenti:

- **Aumento sovracanone idroelettrico BIM**

Dopo l'adeguamento dell'importo del sovracanone rivierasco per derivazioni idroelettriche dello scorso dicembre 2017, il 23 gennaio 2018 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Direttoriale che determina l'adeguamento del sovracanone per i Bacini Imbriferi Montani (BIM) dovuto dai concessionari idroelettrici per il periodo biennio 2018 - 2019.

In attuazione delle disposizioni contenute nel Collegato ambientale alla Legge di stabilità 2016, tale sovracanone è stato unificato a 30,67 €/kW per tutte le derivazioni di potenza superiori ai 220 kW, mentre fino al precedente biennio 2015-2017 era differenziato per potenze comprese tra 220 e 3000 kW e superiori a 3000 kW.

- **Normativa Regionale**

A livello di normativa regionale, la Regione Umbria ha pubblicato nell'ottobre 2015 la Delibera n. 1067/2015 che ha determinato l'incremento, a partire dal 1° gennaio 2016, del valore dei canoni demaniali da 15,6 a circa 31 €/kW. Avverso a tale provvedimento è stato presentato da ERG Hydro S.r.l. ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP).

All'udienza tenutasi il 7 dicembre 2016 le parti hanno precisato le rispettive conclusioni; il giudice ha quindi rimesso le parti innanzi al collegio, fissando l'udienza di discussione in data 1 marzo 2017. Nel corso di tale udienza è stato affrontato innanzitutto il tema della giurisdizione, posto d'ufficio dal Presidente del Collegio, e poi le questioni di merito inerenti all'illegittimità dell'incremento del canone. Con sentenza depositata il 19 aprile 2017, il TSAP ha dichiarato il proprio difetto di giurisdizione in favore del Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (TRAP) di Roma dinanzi al quale ha disposto la riassunzione del ricorso.

Rispetto alla sentenza dello TSAP è stato proposto ricorso in Cassazione, attualmente in attesa di fissazione dell'udienza da parte della Corte.

- **Tariffa incentivante (FIP) ex Certificati verdi**

Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico

- **Servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: delibera 342/2016 dell'ARERA e provvedimenti successivi**

Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico.

## TERMOELETRICO

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	Anno	
	2018	2017 restated
<i>(milioni di euro)</i>		
Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i>	405	464
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup>	53	78
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(31)	(31)
Risultato operativo netto <i>adjusted</i> <sup>(1)</sup>	22	48
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	8	10
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>13%</b>	<b>17%</b>
<b>Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)</b>	<b>2.151</b>	<b>2.453</b>

<sup>(1)</sup> 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 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 2018** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.151 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (2.453 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 CO2 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 737 migliaia di tonnellate, in linea rispetto al dato del 2017.

Il margine operativo lordo *adjusted del 2018* è risultato pari a 53 milioni (78 milioni 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 *clean spark spread* in quanto i prezzi dell'energia non hanno incorporato appieno l'aumento significativo del costo del gas e della CO2.

### Investimenti

Gli investimenti del 2018 (8 milioni) 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 nell'esercizio

- **Titoli di efficienza energetica**

Ad aprile 2017 è stato pubblicato il DM 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 DM 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 €/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.

Lo scorso 10 ottobre 2018 l'ARERA ha pubblicato la Delibera 501/2018/R/efr di approvazione delle Regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (M-TEE) e del Regolamento per le transazioni bilaterali predisposti dal GME ai sensi della deliberazione 487/2018/R/efr, disponendone ufficialmente l'entrata in vigore dal 28 settembre. In particolare l'Autorità ha:

- confermato di non prevedere più la definizione preventiva del contributo di riferimento, conseguentemente all'introduzione del cap e della possibilità di ricorrere ai TEE «virtuali» emessi dal GSE;
- introdotto il "prezzo rilevante mensile", espresso in €/TEE, in materia di scambi di TEE tramite bilaterali;
- confermato la struttura della formula per la definizione del contributo tariffario proposta agli operatori
- ridefinito parzialmente la quantità massima di TEE che può essere oggetto di consegna da parte dei DSO;
- modificato l'importo del contributo tariffario riconosciuto in acconto, fissandolo al valore predefinito di 175 €, e aggiornando le relative tempistiche di erogazione da parte della CSEA.

#### • **Reti interne di utenza (RIU)**

Per gli operatori titolari di “sistemi di distribuzione chiusi”, tra i quali rientra la “rete interna di utenza” (RIU) di Priolo, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha pubblicato la delibera 539/2015, che introduce fra l'altro la necessità di adottare la separazione contabile e funzionale tra le attività di distribuzione e quelle di vendita dell'energia elettrica all'interno della RIU (il cosiddetto unbundling). Con la successiva delibera 788/2016, l'Autorità ha previsto la proroga della nuova disciplina al 1° ottobre 2017. Con la delibera 582/2017, l'ARERA ha previsto di prorogare ulteriormente l'entrata in vigore della nuova disciplina RIU al 1 gennaio 2018, al fine di allineare la predetta riforma con l'entrata in vigore della riforma della struttura degli oneri generali di sistema.

Infine l'art. 1 comma 91 della Legge 124/2017 (cosiddetta Legge Concorrenza 2017) ha previsto che le norme di separazione funzionale non si applichino ai gestori dei Sistemi di distribuzione chiusi (di cui fanno parte le RIU); ai predetti gestori si applicano esclusivamente le norme di separazione contabile.

L'ARERA, con delibera 15/2018/R/com del 18 gennaio 2018, ha adeguato la normativa di settore alle citate disposizioni legislative.

Tra le disposizioni della delibera 539/2015, l'art. 16 stabilisce che il Gestore SDC è il soggetto responsabile delle attività di riscossione degli oneri generali di sistema dovuti dalle utenze del SDC e del relativo versamento alla CSEA. A tal fine, la CSEA nel corso del 2018 ha pubblicato diverse circolari sul tema. In particolare: la circolare n. 4/2018 del 1/03/2018 ha stabilito le modalità di dichiarazione e versamento degli oneri generali di sistema e la circolare n. 40/2018 del 6/11/2018 ha stabilito la registrazione del Gestore SDC all'anagrafica operatori CSEA e l'avvio del censimento dei punti di interconnessione con la rete pubblica delle RIU.

#### • **Unità essenziali ex DL 91/2014**

In data 25 maggio 2016 era stata pubblicata sul sito di TERNA la notizia che ha decretato dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016 l'entrata in esercizio del collegamento Sorgente - Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla delibera 521/2014. Tale comunicazione ha sancito la fine del regime di essenzialità previsto dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 521/14.

L'ARERA ha poi confermato tale circostanza con delibera 274/2016/R/eel.

L'impianto CCGT di ERG Power Generation è stato soggetto alla disciplina degli impianti essenziali prevista dal DL 91/2014 fino al 27 maggio 2016.

Con riferimento alla richiesta di reintegrazione dei costi relativa al periodo 1° gennaio 2016 – 27 maggio 2016, l'ARERA ha previsto con la delibera 841 del 5 dicembre 2017 il riconoscimento di un acconto straordinario. Successivamente, con delibera n. 48 del 12 febbraio 2019, l'ARERA ha effettuato la quantificazione del valore di conguaglio relativo alla reintegrazione dei costi del 2016, il valore determinato è risultato in linea con le stime aziendali. Il pagamento del conguaglio è stato finalizzato a favore della società ERG Power Generation S.p.A. in data 28 febbraio 2019.

## Incentive framework

### • Incentivi settore eolico

#### Italia

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: *feed-in premium* (FIP) pari a  $(180 \text{ €/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  dove  $P^{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni
- Impianti entrati in esercizio dal 2013: 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)
- Dal 2018 le cooperative possono partecipare alle aste solo se in possesso del titolo autorizzativo come gli altri produttori eolici.

---

#### 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 Tchergera). 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 €/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Dal 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico.

---

#### 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 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
  - b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 €/MWh (da 57 €/MWh) e 29,4 €/MWh (da 27 €/MWh);
- la quota d'obbligo in capo ai consumatori di energia elettrica, che dal 2018 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale



## • 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;
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica;
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto;
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011;
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro;
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro;
- Le disposizioni contenute nel DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") 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  $(180 \text{ €/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  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.

## Aggiornamenti normativi e istituzionali di rilievo nell'esercizio

### Generale

#### Unione europea

- **Nuova direttiva ETS**

Lo scorso 19 marzo 2018 è stata pubblicata sulla G.U.E. la Direttiva (UE) 2018/410 che modifica la direttiva 2003/87/CE (nota come Direttiva ETS). Gli Stati membri dovranno recepire il provvedimento entro il 9 ottobre 2019.

La norma è finalizzata a disciplinare la quarta fase dell'Emission Trading System (2021-2030), sostenendo in modo più efficace la riduzione delle emissioni e promuovendo gli interventi di decarbonizzazione dell'economia.

Per ottenere tale risultato, vengono introdotte alcune principali misure:

- il Fattore di Riduzione Lineare del monte quote messo annualmente a disposizione dagli Stati Membri è incrementato al 2,2% (contro l'attuale 1,74%);
- il meccanismo della MSR (Market Stability Reserve) viene potenziato mediante il raddoppio per i primi 5 anni della quota di eccedenze da porre a riserva, per poi tornare all'attuale 12% dal 2024 al 2030.

- **Nuovi provvedimenti del pacchetto Clean Energy for all Europeans**

Lo scorso 21 dicembre 2018 sono stati pubblicati sulla G.U.E. tre provvedimenti previsti dal "Clean Energy Package" della Commissione Europea emesso a fine 2016. Si tratta delle nuove direttive sulle rinnovabili e sull'efficienza energetica nonché del regolamento sulla Governance.

I provvedimenti sono stati approvati dal Parlamento Europeo lo scorso 13 novembre e dal Consiglio UE il 4 dicembre 2018.

#### **Nuova Direttiva Rinnovabili (RED II)**

La RED II, riguardante il periodo 2021-2030, prevede i seguenti principali elementi:

- un target al 2030, vincolante a livello UE, per l'incidenza dell'energia da fonte rinnovabile nei consumi finali di energia, pari al 32%;
- la possibilità degli Stati Membri di prevedere strumenti di sostegno per l'ulteriore sviluppo della generazione elettrica da fonte rinnovabile.

Tali strumenti, da erogare solo attraverso meccanismi competitivi, possono prevedere aste competitive specifiche per tecnologia, devono essere stabili e impedire interventi retroattivi, a salvaguardia della redditività degli investimenti;

- misure di facilitazione e snellimento del processo di permitting con specifico focus sul repowering degli impianti esistenti;
- un nuovo quadro normativo per l'emissione e la gestione di garanzie di origine rinnovabile dell'energia, da mantenere nella disponibilità dei produttori elettrici.

#### **Nuova Direttiva Efficienza (EED II)**

La EED, II riguardante il periodo 2021-2030, prevede un target di miglioramento dell'efficienza energetica vincolante a livello UE di almeno il 32,5% al 2030.

Viene sancito l'obbligo per gli Stati Membri di realizzare, tra il 2021 e il 2030, risparmi annui dello 0,8% (0,24% per Cipro e Malta) del consumo finale di energia, pur concedendo una certa flessibilità sulla modalità di conseguimento di tale obbligo.

Per la prima volta, gli Stati saranno tenuti ad adottare apposite misure a beneficio delle fasce sociali in condizioni di precarietà energetica.

#### **Governance Regulation**

Il Regolamento introduce l'obbligo per ogni Stato Membro di redigere il proprio Piano Nazionale per l'Energia e il Clima, contenente la definizione di obiettivi nazionali al 2030 in tema energetico/ambientali, nonché il dettaglio delle tempistiche e delle modalità attuative per il loro conseguimento.

A tale proposito, viene fornita una metodologia unificata per il calcolo dei contributi nazionali, a cui tutti gli Stati Membri si devono attenere per calcolare il proprio contributo.

Gli Stati avranno la facoltà di determinare la suddivisione del target unitario al 2030 tra le varie componenti energetiche (climatizzazione, trasporti, energia elettrica).

Per l'obiettivo di generazione elettrica rinnovabile, gli Stati dovranno indicare i volumi e tempi di implementazione, seguendo una traiettoria pressoché lineare.

La bozza di Piano Nazionale deve essere inviata alla UE entro il 31/12/2018 (Italia ha effettuato l'invio in data 8 gennaio 2019), per poi essere analizzata dalla Commissione ed eventualmente restituita allo Stato mittente per eventuali affinamenti. La versione definitiva del Piano dovrà essere inviata a Bruxelles entro il 31/12/2019.

## **Italia**

### • **XVIII legislatura**

Lo scorso 4 marzo 2018 si sono tenute le elezioni politiche per la composizione della XVIII legislatura.

Il primo partito risultante dalle elezioni è il Movimento 5 Stelle che ha ottenuto il 32,68% dei voti alla Camera e il 32,22% al Senato, mentre la coalizione che detiene la maggioranza dei seggi in entrambe le Camere è la Coalizione di Centro Destra (CDX).

Il partito della Coalizione di Centro Destra più votato è risultato la Lega (17,37% Camera e 17,63% Senato) seguito da Forza Italia (14% Camera e 14,43% Senato) e Fratelli d'Italia (4,35% Camera e 4,26% Senato).

Il 24 marzo sono stati eletti - grazie a un accordo tra Movimento 5 Stelle, Lega, Forza Italia e Fratelli d'Italia - i nuovi presidenti di Senato e Camera: si tratta rispettivamente di Maria Elisabetta Alberti Casellati di Forza Italia e Roberto Fico del Movimento 5 Stelle.

### • **Formazione nuovo Governo**

Dopo oltre 80 giorni dalle elezioni il Movimento 5 Stelle e la Lega hanno raggiunto l'accordo per la formazione del primo Governo della XVIII Legislatura.

Il 1° giugno 2018 il Consiglio dei Ministri ha prestato giuramento davanti al Presidente della Repubblica presso il palazzo del Quirinale, mentre la fiducia del Parlamento è stata ricevuta tra il 5 ed il 6 giugno.

Presidente del Consiglio è stato nominato il prof. Giuseppe Conte, professore di Diritto privato alla facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Firenze e avvocato.

Vicepresidenti del Consiglio dei Ministri sono stati nominati Matteo Salvini, leader della Lega, e Luigi Di Maio, capo politico del Movimento 5 Stelle e Vicepresidente della Camera nella precedente legislatura.

### • **Rinnovo Collegio ARERA**

Lo scorso 29 settembre 2018 è stata ufficializzata sulla Gazzetta Ufficiale n. 227 la nomina, tramite il DPR 9 agosto 2018, del nuovo Collegio dell'Autorità di Regolazione per l'Energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA).

I componenti del Collegio, che resterà in carica per 7 anni, sono Stefano Besseghini (Presidente), Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti e Stefano Saglia.

### • **Bozza Piano Energia e Clima 2021-2030**

Nei primi giorni del 2019 i Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare e delle Infrastrutture e dei Trasporti hanno trasmesso alla Commissione Europea la proposta di Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima (PNEC) dell'Italia previsto dalla citata Governance Regulation.

Verrà sottoposto alla consultazione pubblica prevista dalla normativa ed anche a tavoli tematici di confronto tra i Ministeri e le parti interessate, per giungere alla versione definitiva entro la fine del 2019, in tempo utile per la trasmissione alla Commissione Europea.

Tra i principali obiettivi specificati nella proposta di PNEC, basata sulle cinque dimensioni di decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia e ricerca, innovazione e competitività già individuate dal Clean Energy for all Europeans Package, occorre citare:

- la penetrazione delle fonti rinnovabili sui consumi lordi di energia al 30% entro il 2030;
- la riduzione dei consumi di energia primaria rispetto agli scenari standard del 43% al 2030.

I principali strumenti individuati riguardano l'accelerazione dello sviluppo delle rinnovabili elettriche, in particolare fotovoltaico ed eolico e la rinuncia all'utilizzo del carbone per la generazione elettrica entro il 2025, attraverso il potenziamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia coadiuvato da un utilizzo diffuso degli accumuli di energia e delle tecnologie digitali.

Per l'incremento della generazione elettrica tramite fonti rinnovabili, sarà data priorità alle soluzioni di autoconsumo attraverso la generazione distribuita fotovoltaica e agli interventi che non comportano ulteriore consumo di suolo, quali il repowering dei parchi eolici esistenti.

Per favorire ed accelerare il percorso di decarbonizzazione verrà intrapreso un percorso di elettrificazione della domanda di energia soprattutto dei settori trasporti e civile.

- **Legge di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e di bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021 (Legge Bilancio 2019)**

Lo scorso 31 dicembre è stata pubblicata la Legge 30 dicembre 2018, n. 145, altrimenti nota come "Legge di Bilancio 2019".

Tra le principali previsioni in tema di energia è da segnalare la disposizione secondo cui i proventi economici – già erogati e da erogare - riconosciuti dagli operatori ai Comuni che ospitano impianti FER in base ad accordi sottoscritti prima del 3 ottobre 2010 restano acquisiti nei bilanci degli enti locali e concorrono alla formazione del reddito d'impresa del titolare dell'impianto. Sarà però necessario adeguare tali accordi alle Linee Guida presenti nel DM 10 settembre 2010.

Sono pure inclusi nel provvedimento alcuni chiarimenti interpretativi in tema di imposta di registro, la sterilizzazione delle clausole di salvaguardia dell'IVA e delle accise per il 2019 dietro il potenziamento di quelle per il biennio successivo, la web tax del 3% per i soggetti con un ammontare complessivo di ricavi pari o superiore a 750 mln di cui almeno 5,5 mln realizzati nel territorio italiano per prestazione di servizi digitali.

In tema di decarbonizzazione dei trasporti, viene istituito un sistema di bonus/malus per i veicoli premiante per basse o nulle emissioni di CO<sub>2</sub> con maggiorazioni dell'agevolazione in caso di rottamazione delle vetture più inquinanti; sono previste inoltre detrazioni fiscali sulle infrastrutture di ricarica elettrica dei veicoli.

In materia ambientale e di efficienza energetica, viene istituito un credito d'imposta pari al 65% delle erogazioni liberali per gli interventi di bonifica su edifici e terreni pubblici, nonché il programma di riqualificazione energetica degli immobili della pubblica autorità centrale. Un credito di imposta del 36% è riservato alle imprese che acquistano prodotti realizzati con materiali provenienti dalla raccolta differenziata degli imballaggi in plastica, nonché per l'acquisto di imballaggi biodegradabili e compostabili o derivati dalla raccolta differenziata della carta e dell'alluminio.

Viene poi applicata una aliquota agevolata per l'ammortamento, variabile in base all'entità dell'investimento a beneficio dell'acquisto di software nell'ambito del piano Impresa 4.0.

- **Conversione in legge DL Fiscale collegato alla Legge di Bilancio**

Lo scorso 18 dicembre 2018 la Legge n. 136/2018 di conversione del DL n. 119/2018 (DL fiscale) è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale. Tra le principali disposizioni sono comprese la definizione agevolata di diverse fattispecie di controversie tra i contribuenti e l'amministrazione finanziaria, la revisione delle aliquote dell'accisa per i combustibili utilizzati nella cogenerazione, misure di semplificazione per l'avvio della fatturazione elettronica, con il rinvio delle sanzioni per chi non adempie all'obbligo, semplificazioni per l'emissione e l'annotazione di fatture.

In fase di conversione sono state inoltre introdotte misure per gli incentivi alla creazione di una rete unica di trasmissione dati al fine di agevolare lo sviluppo di nuove tecnologie e infrastrutture in banda ultra larga.

- **Conversione in Legge DL Milleproroghe**

Lo scorso 21 settembre 2018 è stata pubblicata sulla GU n. 220 la Legge 108/2018 di conversione in legge del decreto-legge 25 luglio 2018, n. 91, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative (c.d. Milleproroghe).

È pertanto entrato in vigore lo slittamento di un anno, dal luglio 2019 al luglio 2020, del completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e gas che prevede il superamento del mercato di Maggior Tutela per la vendita ai clienti finali.

- **Decreto-legge "Semplificazione"**

Lo scorso 14 dicembre è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto - Legge 14 dicembre 2018, n. 135 recante "Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione".

La legge di conversione del Decreto Semplificazioni è stata pubblicata lo scorso 12 febbraio ed ha introdotto significative modificazioni al testo originario, in particolare sulla disciplina delle concessioni di grande derivazione d'acqua ad uso idroelettrico e sulla determinazione dei relativi canoni annuali di concessione.

In estrema sintesi la nuova normativa dispone che:

- alla scadenza delle concessioni o in caso di decadenza o rinuncia, le opere «bagnate» - quali ad esempio le dighe e le condotte forzate - passano senza compenso in proprietà delle regioni, fatto salvo un indennizzo al concessionario uscente pari al valore non ammortizzato di eventuali investimenti effettuati, purché previsti dall'atto di concessione o comunque autorizzati dal concedente durante il periodo di validità della concessione stessa;
- per le cosiddette opere «asciutte» - turbine, alternatori, fabbricati - se ritenute riutilizzabili, viene riconosciuto al concessionario uscente un prezzo in base al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, al netto dei beni ammortizzati. In particolare:
  - o per i beni mobili di cui si prevede l'utilizzo nel progetto di concessione, viene riconosciuto un prezzo, in termini di valore residuo, determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili o mediante perizia;
  - o i beni mobili non utilizzati nel progetto di concessione dovranno essere rimossi e smaltiti a cura ed onere del concessionario entrante;
  - o per i beni immobili dei quali il progetto proposto prevede l'utilizzo viene corrisposto un prezzo il cui valore è determinato sulla base dei dati reperibili dagli atti contabili o mediante perizia;
  - o i beni immobili dei quali il progetto proposto non prevede l'utilizzo restano di proprietà degli aventi diritto;
- la riassegnazione delle concessioni può essere attuata dalle Regioni ad operatori economici individuati attraverso gare ad evidenza pubblica, ovvero a società a capitale misto pubblico e privato, oppure mediante forme di partenariato tra pubblico e privato.
- entro un anno ma non oltre il 31 marzo 2020, le Regioni disciplinano tramite legge le modalità e le procedure di gara per la riassegnazione delle concessioni; tali procedure devono essere avviate entro due anni dall'entrata in vigore della legge regionale, pena l'applicazione di modalità definite da un apposito progetto del MSE-MATTM in caso di mancato rispetto dei termini;
- le nuove concessioni hanno durata compresa tra 20 anni e 40 anni, incrementabili fino a 10 anni per progetti particolarmente complessi / costosi;
- il canone di concessione, da determinare con legge regionale, sarà composto da due componenti:
  - una fissa, legata alla potenza nominale media di concessione,
  - una variabile, legata a «ricavi normalizzati» determinati in base all'energia venduta e il prezzo zonale.
- Le regioni possono richiedere ai concessionari una fornitura annuale gratuita di energia elettrica pari a 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione;

per le concessioni in scadenza entro il 2023 ovvero già scadute, le regioni permettono la prosecuzione dell'esercizio degli impianti per il tempo necessario ad emettere le procedure di riassegnazione – comunque non oltre il 31 dicembre 2023 – dietro il pagamento, oltre al canone ordinario, di un canone aggiuntivo e la fornitura annuale gratuita di energia elettrica di cui al punto precedente. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico saranno determinati il valore minimo della componente fissa del canone e del canone aggiuntivo. In caso di mancata adozione del decreto entro 180 giorni, le Regioni possono determinare il valore minimo annuale in misura non inferiori a 30 euro per la componente fissa e 20 euro per il canone aggiuntivo per ogni kW di potenza di concessione.

## Regno Unito

### **Brexit**

Il 13 novembre 2018 UK e UE hanno raggiunto un accordo provvisorio sul testo dell'accordo per l'uscita del UK dall'UE (*Withdrawal Agreement*). Il testo dell'accordo, approvato dal Consiglio di Ministri inglese e dal Consiglio Europeo a novembre, è stato rigettato dal Parlamento del Regno Unito il 15 gennaio 2019 con 432 voti contrari contro 202 voti favorevoli.

Il 29 gennaio è stato approvato dal Parlamento inglese un emendamento che dà mandato al Governo cercare disposizioni alternative sull'accordo. L'UE ha dichiarato la sua indisponibilità a riaprire il negoziato. Ove la situazione di stallo non si risolvesse prima del 29 Marzo, l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea avverrà in assenza di accordo (cd. Hard Brexit).

### **Carbon tax in sostituzione dell'ETS in caso di un *Hard Brexit***

Il 29 ottobre, in occasione della presentazione del Bilancio del Regno Unito del 2018, è stato annunciato che le installazioni che attualmente partecipano all'ETS dell'UE pagheranno una tassa sulla CO2 di 16 sterline (18,11 euro) a tonnellata in caso di Hard Brexit. La tassa si applicherà dal 1° aprile 2019, il che significa che il Carbon Price Support sarà l'unico onere sulle emissioni di CO2 in Gran Bretagna tra gennaio e marzo del 2019. La tassa non si applicherà agli impianti di produzione siti in Irlanda del Nord.

## Francia

### **Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE)**

La nuova versione della PPE è stata emessa in bozza a gennaio 2019 e dovrebbe essere finalizzata, a valle di una procedura di consultazione, nel corso del primo semestre del 2019. Il documento presentato prevede che entro il 2030 la capacità installata della generazione elettrica da fonte eolica onshore venga triplicata e la capacità PV quintuplicata, mentre per l'offshore prevede la costruzione del Parco Saint-Nazaire e 4 aste per nuovi progetti. Gli obiettivi specifici per l'eolico onshore indicano:

- per il 2023, 24,6 GW
- per il 2028, da 34,1 a 35,6 GW
- misure per incoraggiare il rilancio dell'operatività dei parchi eolici a fine vita, installando macchine di ultima generazione e quindi più efficienti.

È inoltre prevista l'implementazione entro il 2023 di una disposizione che obbliga a riciclare i materiali utilizzati nelle turbine eoliche smantellate.

Riguardo all'energia nucleare, la PPE prevede la chiusura di reattori per una potenza pari a 14,9 GW entro il 2035 inclusi due reattori entro l'estate 2020, la chiusura di 4-6 reattori dal 2025 al 2030 e 6-8 reattori tra il 2030 ed il 2035.

## Romania

### **Pubblicazione della Strategia energetica a lungo termine**

Lo scorso 19 settembre Il ministero dell'Energia rumeno ha pubblicato la Strategia energetica a lungo termine nazionale.

Le proposte si concentrano sull'*upgrading* del parco di generazione elettrica ormai obsoleto del paese, con un ampio ruolo per il gas e il nucleare, ma non prevede nuovi regimi di sostegno per le energie rinnovabili.

Il governo prevede di raggiungere i suoi obiettivi FER per il 2030 pari al 37,6% sui consumi finali lordi con l'aggiunta di due grandi progetti idroelettrici di potenza complessiva pari a 1.810 MW (Tarnita-Lapustesti da 1.000 MW e Turnu Magurele-Nicopole da 810 MW).

## 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.

(milioni di Euro)		Anno	
		2018	2017 restated
Ricavi	1	1.026,7	1.047,6
Altri proventi	2	22,8	10,6
<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>1.049,5</b>	<b>1.058,1</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(327,2)	(355,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(167,3)	(166,5)
Costi del lavoro		(64,3)	(63,4)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>490,6</b>	<b>472,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(274,8)	(252,2)
<b>Risultato operativo netto</b>		<b>215,8</b>	<b>220,1</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(69,7)	(65,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	7	(0,1)	(1,2)
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>146,1</b>	<b>153,4</b>
Imposte sul reddito	8	(39,0)	(36,2)
<b>Risultato d'esercizio</b>		<b>107,1</b>	<b>117,2</b>
Risultato di azionisti terzi		(0,1)	0,0
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>107,0</b>	<b>117,2</b>

### 1 - Ricavi

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 **2018** sono pari a 1.027 milioni in lieve diminuzione rispetto ai 1.048 milioni del 2017. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-56 milioni) del **settore Eolico** legato prevalentemente a minore incentivi in Italia e Romania, minori produzioni in Italia parzialmente compensate da maggiori produzioni in Francia a seguito della variazione dell'area di consolidamento e da un maggiore prezzo di vendita dell'energia elettrica in Italia, in Francia, in Germania e Polonia (complessivamente 389 milioni verso 445 milioni);
- il nuovo contributo del **settore Solare**, consolidato a partire da gennaio 2018 (38 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte aumento rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (+58

milioni) a seguito dell'elevata idraulicità del periodo (194 milioni verso 137 milioni);

- il decremento (-60 milioni) del **settore Termoelettrico** legato al venir meno di un importante contratto bilaterale e al minor contributo dei Titoli di Efficienza Energetica (405 milioni verso 464 milioni).

## **2 – Altri 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 proventi rispetto al 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 **2018** sono stati pari a 327 milioni in diminuzione di circa 29 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.

Tale voce è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

## **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.

Il significativo incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione degli impianti solari (24 milioni) ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia nel corso del 2018 (2 milioni).

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

Gli oneri finanziari netti **del 2018** sono stati pari a 70 milioni, in lieve aumento rispetto ai 66 milioni del 2017, principalmente per l'aumento del debito a medio-lungo termine dovuto alla variazione del perimetro di consolidamento.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2018 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 inferiore rispetto a quella del 2017 riconducibile all'andamento dei tassi di interesse.

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 nel 2018 relativi ai proventi finanziari netti rilevati, in base all'IFRS 9, in riferimento ad operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo (11 milioni), al netto dell'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti e nel periodo corrente (-3 milioni).

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

Nel corso 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 inoltre 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>17</sup> della partecipata, precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto. Nel 2017 tale contributo risultava positivo per 24 milioni.

Si precisa infine che nel 2017 la voce includeva svalutazioni (circa 1 milione) di partecipazioni minori valutate al costo.

## 8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del 2018 sono risultati pari a 39 milioni (36 milioni nel 2017). Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 27% (24% nel 2017).

Si ricorda che il tax rate del 2017 aveva beneficiato dell'impatto positivo relativo a fiscalità differita (circa 4 milioni) derivante dalla riduzione del Corporate Income Tax in Francia (28% nel 2017 rispetto all'aliquota del 33% applicata nel 2016).

## Situazione patrimoniale

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento.

Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Stato Patrimoniale riclassificato	31/12/2018	31/12/2017
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.273,6	3.260,8
Capitale circolante operativo netto	179,3	150,0
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,8)	(6,4)
Altre attività	291,7	278,7
Altre passività	(567,0)	(573,0)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.171,8</b>	<b>3.110,1</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.828,8	1.877,5
Patrimonio netto di terzi	0,0	0,0
Indebitamento finanziario netto	1.343,0	1.232,7
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.171,8</b>	<b>3.110,1</b>

## 1 - Capitale immobilizzato

<i>(milioni di Euro)</i>	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	7,5	52,7	0,0	60,2
Variazioni area di consolidamento	205,7	204,3	(185,6)	224,4
Disinvestimenti e altre variazioni	5,7	(1,8)	(1,0)	2,9
Ammortamenti	(55,7)	(219,1)	0,0	(274,8)
<b>Capitale immobilizzato al 31/12/2018</b>	<b>930,8</b>	<b>2.288,3</b>	<b>54,5</b>	<b>3.273,6</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

Incluse 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

<sup>17</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

principalmente alla dinamica stagionale degli incassi relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento. Inoltre, nel 2018 è stata regolata una posizione debitoria di circa 42 milioni legata ad acquisti OIL di anni precedenti.

### 3 - Altre attività

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

### 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.

### 5 - Indebitamento finanziario netto

<b>Riepilogo indebitamento del Gruppo</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
(milioni di Euro)		
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.832,2	1.788,7
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(489,2)	(556,0)
<b>TOTALE</b>	<b>1.343,0</b>	<b>1.232,7</b>

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

<b>Indebitamento finanziario a medio-lungo termine</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
(milioni di Euro)		
Debiti verso banche a medio-lungo termine	794,0	670,6
Quota corrente mutui e finanziamenti	(162,0)	(58,6)
Debiti finanziari a medio-lungo termine	204,8	205,9
<b>Totale</b>	<b>836,8</b>	<b>817,8</b>
Totale Project Financing	1.177,6	1.114,7
Quota corrente Project Financing	(146,2)	(143,8)
<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>1.031,4</b>	<b>970,9</b>
<b>Crediti finanziari a lungo termine</b>	<b>(36,1)</b>	<b>0,0</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.832,2</b>	<b>1.788,7</b>

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 31 dicembre 2018 sono pari a 794 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 (66 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite a inizio anno.
- un *Environmental, Social e Governance senior loan* ("ESG Loans") con BNL (120 milioni) sottoscritto nel quarto trimestre 2018, con l'obiettivo di supportare l'ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche.

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 rinegoziazione dei finanziamenti (4 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

La quota corrente mutui e finanziamenti (162 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopraccitati finanziamenti Corporate.

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine", pari a 205 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 88 milioni (106 milioni al 31 dicembre 2017).
- passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni<sup>18</sup>) effettuato nel 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 e del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (5 milioni)

I debiti per "Totale Project Financing" (1.178 milioni al 31 dicembre 2018) sono relativi a:

- finanziamenti per 48 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.
- finanziamenti per 165 milioni di Euro relativi alle neo acquisite società del gruppo ForVei (solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
- finanziamenti per 965 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici di cui 460 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del *fair value* positivo rispetto al nozionale per circa 48 milioni di Euro. In merito 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 31 dicembre 2018 risulta essere pari a 10 milioni.

I crediti finanziari a lungo termine pari a 36 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..

---

<sup>18</sup> Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

<b>Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
(milioni di Euro)		
Debiti verso banche a breve termine	20,1	83,0
Quota corrente mutui e finanziamenti	162,0	58,6
Altri debiti finanziari a breve termine	3,9	1,7
<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>185,9</b>	<b>143,3</b>
Disponibilità liquide	(611,4)	(679,2)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(47,1)	(28,8)
<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(658,5)</b>	<b>(708,0)</b>
Project Financing a breve termine	146,2	143,8
Disponibilità liquide	(162,8)	(135,1)
<b>Project Financing</b>	<b>(16,6)</b>	<b>8,7</b>
<b>TOTALE</b>	<b>(489,2)</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.

Le attività finanziarie a breve termine includono inoltre depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures".

L'importo delle disponibilità liquide è diminuito nel corso del 2018 principalmente per le acquisizioni delle società solari e dei parchi eolici in Francia e Germania.

### Liability Management

Nel corso 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:

	Anno	
	2018	2017
Margine operativo lordo adjusted	490,6	472,3
Variazione capitale circolante	(114,0)	19,7
<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>376,6</b>	<b>492,1</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(60,2)	(54,4)
Acquisizioni di aziende ( <i>business combination</i> )	(449,4)	(39,5)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	-
Cessione partecipazione TotalErg	179,5	78,0
Cessione net assets Brockaghboy	105,7	-
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,2)	(2,4)
<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(224,5)</b>	<b>(18,2)</b>
Proventi (oneri) finanziari	(69,7)	(65,6)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	(0,1)	-
<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(69,8)</b>	<b>(65,6)</b>
<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(20,5)</b>	<b>(23,2)</b>
Distribuzione dividendi	(171,1)	(74,4)
Altri movimenti di patrimonio netto	1,4	13,9
<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(169,7)</b>	<b>(60,5)</b>
<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>(2,4)</b>	<b>-</b>
<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.232,7</b>	<b>1.557,2</b>
<i>Variazione netta</i>	<i>110,3</i>	<i>(324,5)</i>
<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.343,0</b>	<b>1.232,7</b>

Il **Cash Flow operativo** del 2018 è positivo per 377 milioni, in diminuzione di 116 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 da investimenti del 2018** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (345 milioni), di Vent d'Est SAS (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 (60 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 gestione finanziaria** si riferisce 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:

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- 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. (36 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*

	Nota	Anno	
		2018	2017 restated
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>			
<b>Margine operativo lordo Attività continue</b>		<b>479,6</b>	<b>457,6</b>
<i>Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	<b>1</b>	3,3	2,3
<b>Margine operativo lordo</b>		<b>482,9</b>	<b>459,9</b>
<b>Esclusione Special Items:</b>			
<b>Corporate</b>			
- <i>Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)</i>	<b>2</b>	2,7	12,0
- <i>Storno oneri ERG 80</i>	<b>3</b>	5,1	0,0
<b>Termoelettrico</b>			
- <i>Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)</i>		0,0	0,3
<b>Eolico</b>			
- <i>Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)</i>		0,0	0,1
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		<b>490,6</b>	<b>472,3</b>

		Anno	
		2018	2017 restated
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
<b>Ammortamenti attività continue</b>		<b>(274,1)</b>	<b>(252,2)</b>
<i>Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	<b>1</b>	(0,7)	0,0
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		<b>(274,8)</b>	<b>(252,2)</b>
<i>Esclusione Special items</i>			
- <i>Special Items</i>		0,0	0,0
<b>Ammortamenti adjusted</b>		<b>(274,8)</b>	<b>(252,2)</b>

		Anno	
		2018	2017 restated
<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>			
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>132,6</b>	<b>107,9</b>
<b>Esclusione Special items</b>			
<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	<b>2</b>	2,2	9,3
<i>Esclusione Oneri ERG 80</i>	<b>3</b>	4,4	0,0
<i>Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK</i>	<b>4</b>	(26,2)	0,0
<i>Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9</i>	<b>5</b>	(6,0)	0,0
<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>		<b>107,0</b>	<b>117,2</b>

6. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nel presente documento e nella Relazione sulla gestione, 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 sulla gestione del Bilancio 2017 e con la Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2018.

7. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente e oneri capitalizzati su partecipazioni gestiti come oneri accessori su Consolidato di Gruppo.

8. Oneri correlati alla celebrazione degli 80 anni del Gruppo ERG.
9. 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 documento e della Relazione sulla gestione è considerata special item.
10. 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 nel 2018 di un provento netto per circa 6 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi *adjusted* esposti e commentati nel presente documento e nella Relazione sulla gestione.

### Conto Economico Anno 2018

	(milioni di Euro)	Valori indicati nel Bilancio Consolidato	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi		1.023,7	2,9	-	1.026,7
Altri proventi		21,9	0,9	-	22,8
<b>Ricavi totali</b>		<b>1.045,6</b>	<b>3,8</b>	-	<b>1.049,5</b>
Costi per acquisti		(328,0)	(0,0)	-	(328,0)
Variazioni delle rimanenze		0,7	-	-	0,7
Costi per servizi e altri costi operativi		(172,0)	(0,6)	5,3	(167,3)
Costi del lavoro		(66,8)	-	2,5	(64,3)
<b>Margine operativo lordo</b>		<b>479,6</b>	<b>3,3</b>	<b>7,8</b>	<b>490,6</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		(274,1)	(0,7)	-	(274,8)
<b>Risultato operativo</b>		<b>205,5</b>	<b>2,6</b>	<b>7,8</b>	<b>215,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti		(61,4)	(0,6)	(7,7)	(69,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		(0,1)	26,7	(26,7)	(0,1)
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>144,0</b>	<b>28,7</b>	<b>(26,6)</b>	<b>146,1</b>
Imposte sul reddito		(39,7)	(0,2)	1,0	(39,0)
<b>Risultato netto attività continue</b>		<b>104,3</b>	<b>28,4</b>	<b>(25,6)</b>	<b>107,1</b>
Risultato netto attività cedute		28,4	(28,4)	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>		<b>132,8</b>	-	<b>(25,6)</b>	<b>107,1</b>
Risultato di azionisti terzi		(0,1)	-	-	(0,1)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>		<b>132,6</b>	-	<b>(25,6)</b>	<b>107,0</b>

### Dati comparativi restated del 2017

Ai fini del presente documento e della Relazione sulla gestione, 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>19</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel 2017 tale contributo risultava positivo per 24 milioni.
- 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.

<sup>19</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino



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

	Valori indicati nel Bilancio Consolidato	Riclassifiche IFRS 15	Storno riclassifiche IFRS 5 TotalErg	Storno impatto IFRS 5 Brockaghboy	Storno impatto special items	Storno effetto IFRS 5 TotalErg	Conto economico adjusted
Ricavi	1.053,6	(8,9)	-	2,9	-	-	1.047,6
Altri proventi	10,6	-	-	-	-	-	10,6
<b>Ricavi totali</b>	<b>1.064,1</b>	<b>(8,9)</b>	-	<b>2,9</b>	-	-	<b>1.058,1</b>
Costi per acquisti	(355,8)	-	-	-	-	-	(355,8)
Costi per servizi e altri costi operativi	(182,0)	8,9	-	(0,6)	7,1	-	(166,5)
Costi del lavoro	(68,7)	-	-	-	5,3	-	(63,4)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>457,6</b>	-	-	<b>2,3</b>	<b>12,4</b>	-	<b>472,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(250,9)	-	-	(1,3)	-	-	(252,2)
<b>Risultato operativo</b>	<b>206,7</b>	-	-	<b>1,1</b>	<b>12,4</b>	-	<b>220,1</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(65,3)	-	-	(0,3)	-	-	(65,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(1,2)	-	99,6	-	-	(99,6)	(1,2)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>140,2</b>	-	<b>99,6</b>	<b>0,8</b>	<b>12,4</b>	<b>(99,6)</b>	<b>153,4</b>
Imposte sul reddito	(33,0)	-	(0,6)	(0,1)	(3,1)	0,6	(36,2)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>107,2</b>	-	<b>99,0</b>	<b>0,6</b>	<b>9,3</b>	<b>(99,0)</b>	<b>117,2</b>
Risultato netto attività cedute	99,6	-	(99,0)	(0,6)	-	-	0,0
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>206,8</b>	-	-	-	<b>9,3</b>	<b>(99,0)</b>	<b>117,2</b>
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>206,8</b>	-	-	-	<b>9,3</b>	<b>(99,0)</b>	<b>117,2</b>

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
11 gennaio 2019	Solare	<b>Acquisizione</b> da Soles Montalto GmbH del 78,5% di <b>Perseo S.r.l.</b> , titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l. società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51.4 MW. E' stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 12 febbraio 2019.	<a href="#">Comunicato del 11.01.2019</a> <a href="#">Stampa</a>
14 gennaio 2019	Corporate	<b>Finalizzazione dell'assegnazione gratuita di 80 azioni</b> 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 controllante San Quirico S.p.A., holding delle famiglie Garrone e Mondini. L'assegnazione, annunciata il 20 ottobre u.s. ( <i>vedasi CS in pari data</i> ), ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., con un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori, di 1,1 milioni di euro.	<a href="#">Comunicato del 14.01.2019</a> <a href="#">Stampa</a>
15 gennaio 2019	Eolico Francia	<b>Ultimata la fase di commissioning</b> di Parc Eolien de la Vallée de Torfou da 17,6 MW con una produzione media annua stimata di 47 GWh, parco facente parte dei 768 MW di <i>asset</i> in costruzione ed in sviluppo di Epuron acquisita lo scorso anno (v. CS 6/4/2018), e di Parc Eolien Vallée de l'Aa da 13,2 MW con una produzione media annua stimata di 29 GWh, per un totale complessivo di circa 45.000 t di emissione di CO2 evitata all'anno.	<a href="#">Comunicato del 15.01.2019</a> <a href="#">Stampa</a>
4 febbraio 2019	Corporate	ERG si è classificata al 16° posto nel " <b>Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index</b> " pubblicato dalla società canadese Corporate Knights. Con una valutazione del 75,39%, ERG è risultata la prima azienda italiana, nonché l'unica tra le Top 50.	<a href="#">Comunicato del 04.02.2019</a> <a href="#">Stampa</a>

---

## Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2019:

**Eolico:** ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind; in particolare all'estero il risultato è previsto in crescita grazie al pieno contributo dei parchi eolici di Melier (8 MW), di Torfou (17,6 MW) e di Vallée de l'Aa (13,2 MW) in Francia, entrati in esercizio nel corso del 2018, ed alla prevista entrata in esercizio del parco di Linda (21,6 MW) in Germania. Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo, in linea con le aspettative del Piano Industriale 2018 – 2022, è previsto in lieve diminuzione a seguito del minor prezzo dell'incentivo, il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2018, oltre che a seguito della progressiva uscita nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 32MW e del venir meno per tutto il 2019 dei 72 MW usciti nel corso del 2018.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in lieve crescita rispetto all'anno precedente.

- **Solare:** ERG nel 2019 ha incrementato la propria presenza nel Solare con l'acquisizione di ANDROMEDA (51 MW), rafforzando ulteriormente la propria strategia di diversificazione tecnologica. Inoltre, la dimensione rilevante raggiunta (circa 140 MW) anche alla luce dell'acquisizione nel 2018 di FORVEI (89 MW) consentirà di ampliare ed ottimizzare il portafoglio di Energy Management e di capitalizzare le competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets.

Si stima per l'intero esercizio 2019 un Margine Operativo Lordo circa raddoppiato rispetto al 2018 (32 milioni).

- **Idroelettrico:** per tale asset si prevedono risultati in diminuzione rispetto a quelli del 2018 che aveva beneficiato di volumi significativamente superiori rispetto alle medie storiche oltre che per il minor prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni; la previsione di minore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento

Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in diminuzione rispetto ai valori ai massimi storici riscontrati nel 2018.

- **Termoelettrico:** ERG nel corso del 2019 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT anche a seguito della fermata programmata avvenuta in novembre/dicembre 2018. Nonostante uno scenario prezzi meno favorevole, grazie ai recuperi di efficienza operativa e all'attività di Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento si prevede un Margine Operativo Lordo in linea al 2018.

Pertanto, per l'esercizio 2019 si stima un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 495 e 515 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2018 (491 milioni) nonostante una previsione di minori volumi nell'Hydro, 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 oltre che in misura minore dei nuovi parchi nel Wind all'estero e da azioni di efficienza operativa ed *energy management*.

Gli investimenti per il 2019 sono attesi nel range compreso tra 340 e 370 milioni di Euro, in riduzione rispetto al 2018 durante il quale sono stati anticipati alcuni investimenti in precedenza previsti nel 2019.

La generazione di cassa di ERG consentirà di contenere l'incremento dell'indebitamento che si attesterà in un range tra 1,36 e 1,44 miliardi (1,34 miliardi nel 2018), compensando parzialmente gli investimenti del periodo nonché la distribuzione del dividendo ordinario di 0,75€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

Fine Comunicato n.0118-5

Numero di Pagine: 76