



RESOCONTO INTERMEDIO
SULLA GESTIONE
AL 31 MARZO 2018



PREMESSE

Informativa trimestrale

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

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

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

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): a partire dal presente Resoconto tali risultati, precedentemente denominati "recurring", 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 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 adjusted¹ della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel primo trimestre 2017 tale contributo risultava positivo per 6 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).
- A partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione dei ricavi a valori netti per evidenziare il solo margine di intermediazione.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI

(Milioni di Euro)	1° trimestre 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	1° trimestre 2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica	303	(0)	(2)	300
Margine operativo lordo recurring	151	0	0	151
Risultato operativo netto recurring	90	0	0	90
Risultato netto	65	0	0	54
di cui Risultato netto di Gruppo	65	0	0	54
Risultato netto di Gruppo recurring	61	(6)	0	54

Segment reporting

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

Si precisa che i risultati riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo¹, 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: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono pertanto le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") da parte dell'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A.

¹ Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire 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 irradiazione, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

INDICE

Il Gruppo	6
Organi societari.....	6
Profilo del Gruppo.....	7
Aree geografiche di attività.....	9
Area di consolidamento al 31 marzo 2018.....	10
Modello organizzativo.....	12
Variazione perimetro di business.....	13
ERG in Borsa.....	15
Fatti di rilievo avvenuti nel trimestre.....	17
Risultati del trimestre	18
Sintesi dei risultati.....	18
Risultati per settore.....	19
Commento ai risultati del trimestre.....	20
Risultati del trimestre - Business.....	22
Mercato di riferimento.....	22
Vendite del Gruppo.....	24
Eolico	25
Solare	31
Idroelettrico	32
Termoelettrico	34
Incentive framework.....	36
Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	38
Prospetti contabili.....	38
Indicatori Alternativi di Performance (IAP).....	47
Evoluzione prevedibile	52
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre.....	52
Evoluzione prevedibile della gestione.....	53
Dichiarazione del Dirigente preposto ai sensi del comma 2 dell'art. 154-bis del T.U.F.	55

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*²
GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato
LUCA BETTONTE

Amministratori
MASSIMO BELCREDI *(indipendente)*³
MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*⁴
BARBARA COMINELLI *(indipendente)*⁴
MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*
PAOLO FRANCESCO LANZONI *(indipendente)*³
SILVIA MERLO *(indipendente)*⁴
ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*⁴
MARIO PATERLINI *(indipendente)*⁴

COLLEGIO SINDACALE⁵

Presidente
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi
LELIO FORNABAIO
STEFANO REMONDINI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)
PAOLO LUIGI MERLI

SOCIETÀ DI REVISIONE
KPMG S.p.A.⁶

¹ Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018

² Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

³ Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza

⁴ 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.

⁵ Collegio Sindacale nominato in data 3 maggio 2016

⁶ Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026 in sostituzione di Deloitte & Touche S.p.A.

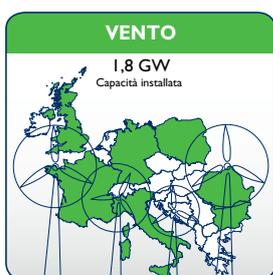
PROFILO DEL GRUPPO

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 direttamente:

- l'attività di Energy Management centralizzate per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di Operation & Maintenance dell'impianto "Centrale Nord", dei propri impianti eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania. Attraverso proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo che di terzi.

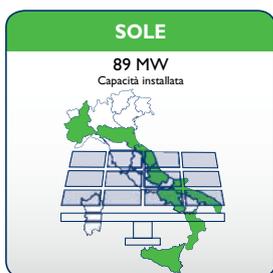
ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di energia elettrica:



Eolico

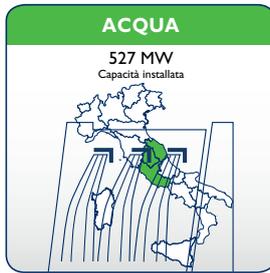
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.783 MW di potenza installata al 31 marzo 2018. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (690 MW operativi), in particolare in Francia (268 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



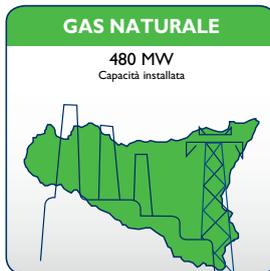
Solare

A partire dal gennaio 2018 ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 90 MW ed una produzione annua di circa 137 GWh attraverso 31 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia.



Idroelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un portafoglio integrato di asset composto da 16 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 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 MARZO 2018

Eolico: 1.783 MW (1.093 MW Italia e 690 MW Estero)
Solare: 90 MW
Idroelettrico: 527 MW
Termoelettrico: 480 MW

FRANCIA
 Eolico: 268 MW

ITALIA
 Eolico: 1.093 MW
 Idroelettrico: 527 MW
 Solare: 90 MW
 Termoelettrico: 480 MW

GERMANIA
 Eolico: 216 MW

POLONIA
 Eolico: 82 MW

ROMANIA
 Eolico: 70 MW

BULGARIA
 Eolico: 54 MW

PIEMONTE
 Solare: 21 MW

UMBRIA, LAZIO, MARCHE
 Idroelettrico: 527 MW

SARDEGNA
 Eolico: 111 MW

CAMPANIA
 Eolico: 247 MW
 Solare: 7 MW

SICILIA
 Eolico: 198 MW
 Solare: 11 MW
 Termoelettrico: 480 MW

EMILIA ROMAGNA
 Solare: 3 MW

MARCHE
 Solare: 4 MW

ABRUZZO
 Solare: 5 MW

MOLISE
 Eolico: 79 MW

PUGLIA
 Eolico: 249 MW
 Solare: 15 MW

BASILICATA
 Eolico: 89 MW

CALABRIA
 Eolico: 120 MW
 Solare: 24 MW



AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 31 MARZO 2018





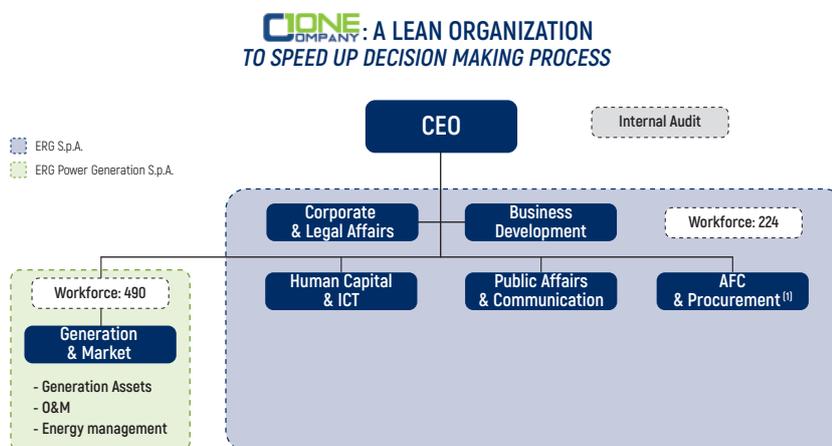
MODELLO ORGANIZZATIVO



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 responsabile dei processi di Engineering & Construction;
 - 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.



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

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS

Eolico

- Nel corso del primo trimestre 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha perfezionato l'acquisizione da **Vent d'Est S.a.s.** 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 S.a.s. di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense S.a.s. di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Renvico France S.a.s. continua pertanto a mantenere una partecipazione del 25% nel capitale delle due società. Le società sono consolidate dal 1° gennaio 2018.
- 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 in relazione al corrispettivo netto di cessione;
- la rilevazione della plusvalenza realizzata pari a 26 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 items e pertanto non sono riflesse nel "Risultato netto di Gruppo adjusted".

Si ricorda che nelle Note al Bilancio Consolidato 2017, in considerazione dell'avviato processo di vendita, i risultati contabili relativi agli assets in corso di cessione erano stati indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nel presente Resoconto 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".

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 attualmente 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.

Il presente Resoconto riflette 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 presente Resoconto 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 trimestre 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 29 marzo 2018⁷ il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 19,38 Euro, in crescita (+25,8%) rispetto a quella della fine dell'anno 2017, a fronte di un lieve incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+1,9%) e di una diminuzione del FTSE Mid Cap (-1,6%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-2,8%).

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 19,73 Euro (15 marzo).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 29 marzo:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 29.03.18	19,38
Prezzo massimo (15.03.18) ⁽¹⁾	19,73
Prezzo minimo (02.01.18) ⁽¹⁾	15,08
Prezzo medio	17,05

(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

Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (08.03.18)	1.417.441
Volume minimo (19.02.18)	67.856
Volume medio	282.634

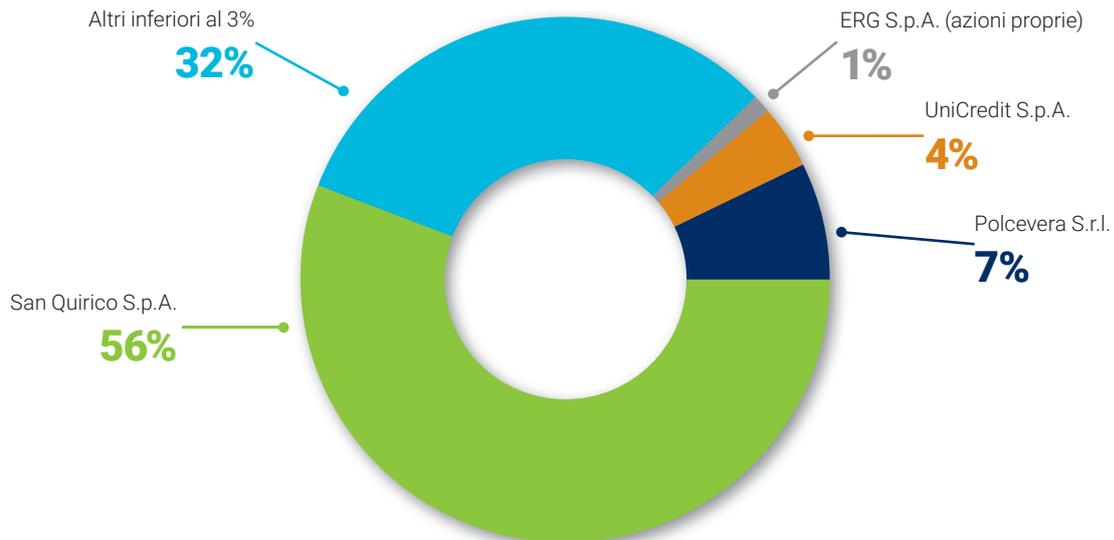
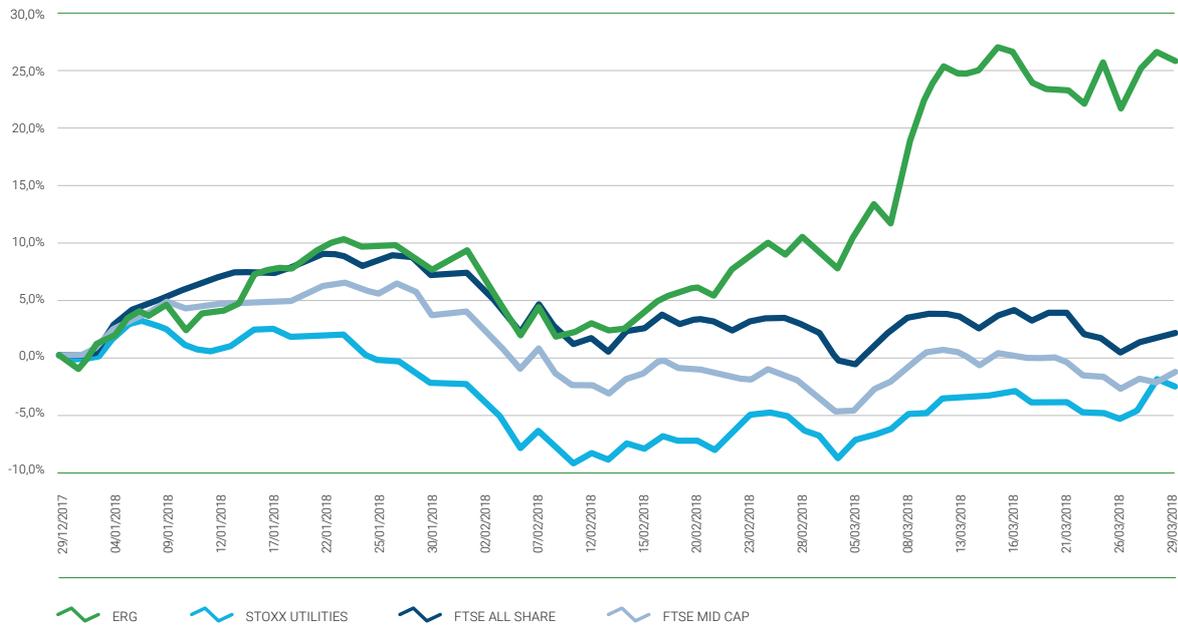
La capitalizzazione di borsa ammonta a circa 2.913 milioni di Euro (2.315 milioni alla fine del 2017).

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

⁷ Ultimo giorno disponibile per il primo trimestre 2018.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap - Variazioni % dal 29.12.2017 al 29.03.2018



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
10 gennaio 2018	Corporate	Cessione del 51% delle azioni di TotalErg S.p.A. 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.	Comunicato stampa TotalErg del 10.01.18
12 gennaio 2018	Solare	Acquisizione 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 ForVei S.r.l. , nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.	Comunicato Solare 12.01.18
12 gennaio 2018	Eolico Germania	Acquisizione del 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.	Comunicato 15.01.18
07 marzo 2018	Corporate	Approvazione Piano strategico 2018-2022.	Comunicato Piano 08.03.18
21 marzo 2018	Eolico Francia	Acquisizione da Vent d'Est S.a.s. del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW.	Comunicato Vent d'Est 22.03.18

SINTESI DEI RISULTATI

Anno 2017 restated	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2018	2017 restated
PRINCIPALI DATI ECONOMICI			
1.056	Ricavi della gestione caratteristica	284	300
472	Margine operativo lordo adjusted	162	151
220	Risultato operativo netto adjusted	94	90
207	Risultato netto	85	54
207	di cui Risultato netto di Gruppo	85	54
117	Risultato netto di Gruppo adjusted⁽¹⁾	56	54
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
3.110	Capitale investito netto	3.197	3.269
1.877	Patrimonio netto	1.968	1.805
1.233	Indebitamento finanziario netto totale ⁽²⁾	1.229	1.464
1.115	di cui Project Financing non recourse ⁽³⁾	1.365	1.279
40%	Leva finanziaria	38%	45%
45%	EBITDA Margin %	57%	50%
DATI OPERATIVI			
1.814	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.783
3.613	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh	1.219
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480
2.453	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	527
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527
1.144	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	469
n.a.	Capacità installata impianti solari a fine periodo	MW	90
n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	milioni di kWh	21
11.747	Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh	3.654
54	Investimenti ⁽⁴⁾	milioni di Euro	365
714	Dipendenti a fine periodo	Unità	714
RICAVI NETTI UNITARI			
144,0	Eolico Italia	Euro/MWh	125,9
96,4	Eolico Germania	Euro/MWh	93,4
88,3	Eolico Francia	Euro/MWh	87,5
45,5	Eolico Polonia	Euro/MWh	50,0
62,5	Eolico Bulgaria	Euro/MWh	71,1
57,8	Eolico Romania	Euro/MWh	49,7
97,9	Eolico UK	Euro/MWh	100,4
n.a.	Solare	Euro/MWh	288,5
109,1	Idroelettrico	Euro/MWh	94,0
45,5	Termoelettrico	Euro/MWh	50,8

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 di TotalErg, ceduta nel gennaio 2018.

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

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

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

(4) in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti M&A pari a 357 milioni effettuati nel 1° trimestre 2018 per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania. Nell'anno 2017 gli investimenti M&A erano pari a 39,5 milioni

RISULTATI PER SETTORE

Anno 2017 restated	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2018	2017 restated
	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA ADJUSTED		
445	Eolico	133	137
n.a.	Solare	6	n.a.
137	Idroelettrico	44	46
473	Termoelettrico ⁽¹⁾	101	117
38	Corporate	9	10
(37)	Ricavi infrasettori	(9)	(10)
1.056	Totale ricavi della gestione caratteristica	284	300
	MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED		
316	Eolico	107	104
n.a.	Solare	5	n.a.
94	Idroelettrico	35	35
78	Termoelettrico ⁽¹⁾	18	14
(16)	Corporate	(2)	(2)
472	Margine operativo lordo adjusted	162	151
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
(160)	Eolico	(41)	(38)
n.a.	Solare	(5)	n.a.
(58)	Idroelettrico	(15)	(15)
(31)	Termoelettrico	(8)	(8)
(3)	Corporate	(1)	(1)
(252)	Ammortamenti adjusted	(69)	(62)
	RISULTATO OPERATIVO NETTO		
156	Eolico	66	65
n.a.	Solare	0	n.a.
35	Idroelettrico	20	21
48	Termoelettrico ⁽¹⁾	11	7
(19)	Corporate	(3)	(3)
220	Risultato operativo netto adjusted	94	90
	INVESTIMENTI⁽²⁾		
75	Eolico	17	8
n.a.	Solare	346	n.a.
6	Idroelettrico	0	1
10	Termoelettrico	2	2
3	Corporate	1	0
94	Totale investimenti	365	11

(1) include contributo Energy Management

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

COMMENTO AI RISULTATI DEL TRIMESTRE

Nel primo trimestre 2018 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 284 milioni, in diminuzione rispetto ai 300 milioni del 2017.

Il **marginе operativo lordo adjusted** si attesta a 162 milioni, superiore rispetto ai 151 milioni registrati nel 2017. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico**: margine operativo lordo pari a 107 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (104 milioni), in conseguenza principalmente dei migliori risultati all'estero (+7 milioni) grazie alle maggiori produzioni dovute sia ad una buona ventosità che al contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK e alle maggiori capacità installate in Francia e Germania. I maggiori risultati all'estero sono stati solo in parte compensati dai minori risultati dei parchi eolici in Italia (-4 milioni), dovuti principalmente alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto all'86% del 2017) e al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), parzialmente compensati dalle maggiori produzioni e dalle attività di copertura dell'Energy Management.
- **Solare**: margine operativo lordo pari a 5 milioni, 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 milione di costi fissi relativi principalmente a costi di manutenzione.
- **Idroelettrico**: margine operativo lordo di 35 milioni, risulta in linea rispetto all'esercizio precedente che beneficiava tuttavia per 8 milioni del recupero di incentivi pregressi legati all'annullamento della revoca IAFR di alcuni impianti. Al netto di tale effetto i risultati sono in forte crescita grazie all'elevata idraulicità registrata nel periodo ed in particolare nel mese di marzo.
- **Termoelettrico**: il risultato del termoelettrico, pari a 18 milioni, in aumento di 4 milioni rispetto ai 14 milioni del primo trimestre 2017 a seguito della maggiore performance riscontrata sui mercati dell'energia grazie all'effetto delle coperture ed alla modulazione della produzione, nonché per il permanere di una redditività elevata dei Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento. Tali elementi hanno più che compensato un andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO₂.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 94 milioni (90 milioni nel primo trimestre 2017) dopo ammortamenti per 69 milioni (62 milioni nel 2017).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 56 milioni, in lieve crescita rispetto al risultato di 54 milioni del primo trimestre 2017 restated, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 85 milioni (54 milioni nel primo trimestre 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy.

Nel primo trimestre 2018 gli **investimenti** sono stati 365 milioni (11 milioni nel primo trimestre 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (346 milioni di Euro) e di due parchi eolici in Francia (12 milioni). Inoltre nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 8 milioni** di cui il 65% nel settore Eolico (74% nel 2017), principalmente relativi al progetto Linda in Germania, il 19% nel settore Termoelettrico (17% nel 2017) e il 10% nel settore Corporate (4% nel 2017).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.229 milioni, in lieve decremento (-4 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 e riflette principalmente il positivo flusso di cassa operativo del periodo (98 milioni), l'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni) in parte compensati dagli impatti derivanti dall'acquisizione degli impianti solari in Italia (346 milioni) e di due parchi eolici in Francia (12 milioni).

RISULTATI DEL TRIMESTRE - BUSINESS

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

Anno 2017		1° trimestre	
		2018	2017
Scenario prezzi (Euro/MWh)			
Italia			
54,0	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	54,2	57,5
54,4	Prezzo energia elettrica zona Nord	54,3	57,8
54,1	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	54,0	58,2
51,6	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	53,2	53,2
49,8	Prezzo energia elettrica zona Sud	51,6	51,2
51,5	Prezzo energia elettrica Sardegna	53,0	53,2
60,8	Prezzo energia elettrica Sicilia	59,5	56,5
63,5	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	62,7	67,8
107,3	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	99,0	107,3
Estero			
45,0	Francia (Energia Elettrica base load)	44,0	54,9
34,2	Germania (Energia Elettrica base load)	35,6	41,3
45,0	Polonia	59,5	41,8
36,5	di cui (Energia Elettrica base load)	44,9	36,0
8,5	di cui "certificati d'origine"	14,6	5,8
39,3	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	33,8	41,6
106,2	Romania (EE base load + 1 "certificato verde" nel 2018 e 2 CV nel 2017)	64,5	113,9
48,2	di cui Energia Elettrica base load	35,1	55,1
29,0	di cui "certificato verde"	29,4	29,4
93,6	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	101,9	91,5
44,7	di cui Energia Elettrica base load	54,1	43,9
54,4	di cui ROC	53,2	52,9

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia - Domanda e produzioni

Anno 2017		1° trimestre		Var. %
		2018	2017	
	Mercato Italia ⁽¹⁾ (GWh)			
320.438	Domanda	81.526	80.121	2%
2.441	Consumo pompaggi	701	666	5%
37.761	Import/Export	13.533	9.206	47%
285.118	Produzione interna ⁽²⁾	68.694	71.581	-4%
	di cui			
199.500	Termoelettrica	48.817	52.557	-7%
37.530	Idroelettrica	8.584	7.701	11%
5.785	Geotermica	1.433	1.459	-2%
17.492	Eolica	6.089	5.268	16%
24.811	Fotovoltaico	3.771	4.596	-18%

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

(2) Produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel primo trimestre 2018 è stata pari a 81,5 TWh, in aumento (+2%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2017. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 4,7 TWh, in diminuzione (-0,4%) rispetto al primo trimestre 2017, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 11,2 TWh (+0,7%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 68,7 TWh, in diminuzione del 4% rispetto all'analogo periodo del 2017, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 13,5 TWh (+47% rispetto al primo trimestre 2017).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 71% da centrali termoelettriche e per il restante 29% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 12% dall'idroelettrico, per il 9% dall'eolico, per il 5% dal fotovoltaico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo trimestre 2017 risulta in crescita la produzione eolica (+16%) e idroelettrica (+11%), mentre hanno registrato un decremento la produzione fotovoltaica (-18%), termoelettrica (-7%) e geotermica (-2%).

VENDITA 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 primo trimestre 2018, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,7 TWh (3,5 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,2 TWh (2,0 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,7 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (2,1% anche nel primo trimestre 2017).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella⁸ seguente:

FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

Anno 2017		1° trimestre	
		2018	2017
2.117	Wind - produzione eolica Italia	732	658
1.496	Wind - produzione eolica Estero	487	405
n.a.	Solare - produzione fotovoltaica	21	n.a.
2.453	CCGT - produzione termoelettrica	527	600
1.144	Hydro - produzione idroelettrica	469	386
4.536	ERG Power Generation - acquisti	1.417	1.490
11.747	Totale	3.654	3.538

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

Anno 2017		1° trimestre	
		2018	2017
539	Energia elettrica venduta a clienti captive	127	130
2.015	Energia elettrica venduta a IREN	0	497
7.697	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	3.040	2.506
1.496	Energia elettrica venduta all'estero	487	405
11.747	Totale	3.654	3.538

L'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che 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 corso del primo trimestre 2018 sono state inoltre effettuate vendite di vapore⁹ per 170 migliaia di tonnellate (200 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017).

⁸ 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.

⁹ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

EOLICO

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

I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare anche 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.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2017		1° trimestre		Δ	Δ%
		2018	2017		
1.093	Italia	1.093	1.094	-2	0%
	di cui				
247	Campania	247	247	0	0%
120	Calabria	120	120	0	0%
249	Puglia	249	249	0	0%
79	Molise	79	79	0	0%
89	Basilicata	89	89	0	0%
198	Sicilia	198	198	0	0%
111	Sardegna	111	111	0	0%
0	Altre	0	2	-2	-100%
722	Estero	690	626	65	10%
	di cui				
216	Germania	216	168	48	29%
252	Francia	268	252	16	6%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
48	UK	0	0	0	n.a.
1.814	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.783	1.720	63	4%

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 31 marzo 2018, pari a 1.783 MW, è in aumento di 63 MW rispetto al dato al 31 marzo 2017 a seguito dell'acquisizione nel 2018 di 2 parchi eolici in Francia (16,3 MW), oltre che dell'acquisizione nel secondo trimestre 2017 di 6 parchi eolici in Germania (48,4 MW), al netto della dismissione di due parchi non operativi nel nord Italia (1,6 MW).

Si ricorda inoltre che il primo trimestre 2018 ha beneficiato anche del contributo del parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW) sino alla data di cessione del 7 marzo.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2017		1° trimestre	
		2018	2017
445	Ricavi della gestione caratteristica	133	137
316	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	107	104
(160)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(41)	(38)
156	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	66	65
35	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	17	8
71%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	80%	76%
3.613	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	1.219	1.062

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno 2017		1° trimestre			
		2018	2017	Δ	Δ%
241	Italia	77	81	(4)	-5%
76	Estero	30	23	7	29%
	di cui				
25	Germania	8	6	2	31%
30	Francia	13	11	3	27%
5	Polonia	2	1	0	39%
6	Bulgaria	3	3	(0)	-1%
8	Romania	1	3	(2)	-63%
2	UK	3	0	3	n.a.
316	Totale	107	104	3	3%

La riduzione dei **ricavi** consolidati per circa 4 milioni è dovuta sia ad un minore prezzo di mercato dell'energia elettrica in Italia, che al minore valore unitario dell'incentivo (da 107,3 a 99,0 €/MWh), cui si aggiungono minori produzioni incentivate rispetto all'analogo periodo del 2017.

Si segnala in particolare che, rispetto al primo trimestre 2017, non risultano più incentivati ulteriori 85 GWh di produzione, per un controvalore economico teorico pari a 8,5 milioni.

Tali effetti negativi, così come quello degli sbilanciamenti, sono stati in parte compensati dalle maggiori produzioni, anche incentivate, e dalle attività di copertura eseguite da Energy Management.

Per quanto riguarda i **ricavi netti unitari in Italia** nel primo trimestre 2018, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex "certificati verdi") e altre componenti minori, per ERG in Italia è stato pari a 125,9 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 145,2 Euro/MWh del primo trimestre del 2017 a seguito della attesa e già commentata minore incidenza dei ricavi da incentivo.

Si ricorda infine che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex “certificati verdi”) viene calcolato sulla base dei prezzi dell’energia dell’anno precedente. Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell’energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell’incentivo riconosciuto nell’anno, ma hanno un impatto sul valore dell’incentivo dell’anno successivo.

RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2017		1° trimestre		Δ	Δ%
		2018	2017		
144,0	Eolico Italia	125,9	145,2	(19)	-13%
96,4	Eolico Germania	93,4	96,5	(3)	-3%
88,3	Eolico Francia	87,5	89,0	(2)	-2%
45,5	Eolico Polonia	50,0	43,5	7	15%
62,5	Eolico Bulgaria	71,1	67,1	4	6%
57,8	Eolico Romania	49,7	64,2	(15)	-23%
97,9	Eolico UK	100,4	n.a.	n.a.	n.a.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi netti unitari sono rispettivamente pari a 87,5 Euro/MWh e 93,4 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia, oltre che fino a inizio marzo in Irlanda del Nord. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (-23%) a seguito della riduzione della componente incentivata che a partire dal 2018 viene riconosciuta per la metà dei certificati verdi spettanti nel 2017 ed in Polonia (+15%) grazie al significativo incremento del prezzo di cessione dei certificati di origine.

Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 487 GWh (+20%).

PRODUZIONE (GWh)

Anno 2017		1° trimestre		Δ	Δ%
		2018	2017		
2.117	Italia	732	658	75	11%
	di cui				
489	Campania	165	152	32	21%
238	Calabria	65	61	4	7%
531	Puglia	162	164	-22	-13%
167	Molise	54	55	-1	-3%
183	Basilicata	63	55	9	16%
299	Sicilia	141	102	40	39%
209	Sardegna	81	68	13	19%
1.496	Estero	487	405	82	20%
	di cui				
369	Germania	107	77	30	38%
491	Francia	200	156	44	28%
248	Polonia	61	63	-2	-2%
157	Bulgaria	43	49	-6	-12%
201	Romania	47	60	-12	-21%
29	UK	29	0	29	n.a.
3.613	Produzioni complessive parchi	1.219	1.062	157	15%

Nel primo trimestre 2018 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 1.219 GWh, in aumento rispetto al primo trimestre 2017 (1.062 GWh), con una produzione in crescita circa dell'11% in Italia (da 658 GWh a 732 GWh) ed in aumento del 20% all'estero (da 405 GWh a 487 GWh).

La crescita delle produzioni in Italia (+75 GWh) è legata a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nel primo trimestre 2017 sostanzialmente in tutte le regioni.

Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di +82 GWh è attribuibile al contributo dell'impianto in Irlanda del Nord (29 GWh), oltre che alle maggiori produzioni in Francia e Germania che hanno beneficiato anche delle produzioni degli impianti tedeschi (DIF) e francesi (Vent d'est) rispettivamente per 23 GWh e 11 GWh non presenti nell'analogo periodo del 2017; tali maggiori produzioni all'estero sono state in parte mitigate da minori produzioni nell'Europa dell'Est (-20 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate in Bulgaria e Romania nel primo trimestre 2017.

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

LOAD FACTOR %

Anno 2017		1° trimestre		Δ
		2018	2017	
22%	Italia	31%	28%	3%
	di cui			
23%	Campania	35%	29%	6%
23%	Calabria	25%	23%	2%
24%	Puglia	27%	31%	-4%
24%	Molise	32%	32%	-1%
24%	Basilicata	33%	29%	5%
17%	Sicilia	33%	24%	-16%
21%	Sardegna	34%	28%	5%
25%	Estero	31%	30%	1%
	di cui			
19%	Germania	23%	21%	2%
22%	Francia	35%	29%	6%
35%	Polonia	34%	35%	-1%
33%	Bulgaria	37%	42%	-5%
33%	Romania	31%	40%	-8%
n.s.	UK	37%	n.a.	n.a.
23%	Load Factor⁽¹⁾	31%	29%	2%

(1) 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 31%, è risultato in incremento rispetto a quanto registrato nel 2017, con un incremento dal 28% al 31% in Italia e dal 30% al 31% all'estero.

Nei dati sopra citati si include il dato relativo agli impianti in Irlanda del Nord limitatamente al periodo 1° gennaio - 7 marzo 2018, a seguito della già commentata cessione dell'impianto da 47,5MW.

Il **margin operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2018 è pari complessivamente a 107 milioni, in lieve aumento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (104 milioni), grazie quindi ad una performance superiore di 7 milioni all'estero, di cui 5 milioni attribuibili alla maggiore capacità installata, che ha più che compensato quella inferiore di 4 milioni in Italia.

L'**EBITDA margin** è risultato complessivamente pari all'80%, attestandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, principalmente a seguito dell'incremento dei volumi per effetto della maggiore ventosità riscontrata in Italia nel primo trimestre 2018 rispetto ai valori dell'analogo periodo dell'anno precedente, nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, oltre che grazie all'apporto dei nuovi parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2018 (17 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione da Vent d'Est S.a.s. 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 S.a.s. di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense S.a.s. di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005) ed all'acquisizione del progetto Linda per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

• **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 Euro/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 Euro/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. ed 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.

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 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 di Priolo).

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2018	2017
n.a	Ricavi della gestione caratteristica	6	n.a
n.a	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	5	n.a
n.a	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(5)	n.a
n.a	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	0	n.a
n.a	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	335	n.a
n.a	EBITDA Margin %⁽²⁾	80%	n.a
n.a	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	21	n.a

(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

Le produzioni nel periodo sono pari a circa 21 GWh ed il relativo load factor pari al 11%.

I **ricavi** del primo trimestre 2018 sono pari complessivamente a 6 milioni, di cui 5 milioni relativi a ricavi da conto energia e 1 milione a ricavi da vendita di energia.

Nel primo trimestre 2018 i relativi **ricavi netti unitari** sono complessivamente pari a 289 Euro/MWh, di cui 237 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 51 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2018 è pari complessivamente a 5 milioni, di cui 6 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 1 milione di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione in linea con le aspettative.

L'**EBITDA margin** è risultato complessivamente pari all'80%.

Investimenti

Gli investimenti del periodo 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 335 milioni di Euro.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Non si segnalano aggiornamenti di rilievo che incidono sui risultati del periodo in esame.

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.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2018	2017
2017			
137	Ricavi della gestione caratteristica	44	46
94	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	35	35
(58)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(15)	(15)
35	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	20	21
6	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	1
69%	EBITDA Margin %	80%	82%
1.144	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	469	386

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

Nel corso del primo trimestre 2018 i ricavi, pari a 44 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica per 27 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 15 milioni oltre a ricavi da MSD per 2 milioni.

I costi, complessivamente pari a 9 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi. Il margine operativo lordo del primo trimestre 2018 è risultato pari a 35 milioni (35 milioni anche nel primo trimestre 2017). 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 inferiore a quello del 2017 e pari a circa 99 Euro/MWh. Le produzioni complessive di ERG Hydro (469 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 94 Euro/MWh, (95 Euro/MWh nel primo trimestre 2017 esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi).

L'EBITDA margin del primo trimestre 2018 è risultato complessivamente pari all'80% (82% nel primo trimestre 2017). Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 41% rispetto al 34% del primo trimestre 2017, beneficia della buona idraulicità riscontrata (produzione di 469 GWh nel primo trimestre 2018, in aumento sia rispetto al corrispondente periodo del 2017 che alla media storica decennale). La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,9 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,5 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi

vitali che sono incrementati di 0,4 MW a seguito dell'ultimazione della costruzione di tre nuovi impianti mini idro che accedono alla tariffa FER ex D.M. 23/6/2016.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 530, 528 e 129 metri s.l.m., con un progressivo innalzamento rispetto ai livelli al 31 dicembre 2017 (rispettivamente 526, 524 e 131 metri s.l.m.) per effetto delle persistenti piovosità e nevosità nelle prime settimane di marzo.

Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 0,3 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

• **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 Euro/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 3.000 kW e superiori a 3.000 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 Euro/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.

TERMOELETTTRICO

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		1° trimestre	
2017	(Milioni di Euro)	2018	2017
473	Ricavi della gestione caratteristica	101	117
78	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	18	14
(31)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(8)	(8)
48	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	11	7
10	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	2
17%	EBITDA Margin %	18%	12%
2.453	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	527	600

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

Nel corso del primo trimestre 2018 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 527 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (600 GWh) a fronte del differente assetto di modulazione dell'impianto. La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultato pari a 170 migliaia di tonnellate, in diminuzione del 15% rispetto alle 200 migliaia di tonnellate del primo trimestre 2017.

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti Interne di Utensità (RIU) di cui al paragrafo sugli aggiornamenti normativi e regolatori, la totalità della produzione di energia elettrica di ERG Power è destinata al mercato, mentre l'energia elettrica destinata alla copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo che rientra dal 2018 nella normativa ex RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso. Nel primo trimestre 2017, ante normativa RIU, circa un quarto delle produzioni era destinato ai clienti di sito, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo adjusted del primo trimestre 2018 è risultato pari a 18 milioni (14 milioni nel primo trimestre 2017). L'incremento del risultato è attribuibile alla maggiore performance riscontrata sui mercati dell'energia ed al permanere di una redditività elevata dei Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, solo parzialmente compensati dal minore margine (Spark spread) a seguito del maggiore aumento del costo del gas e della CO₂ rispetto a quello dei prezzi di vendita.

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2018 (2 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 nel periodo

• **Titoli di efficienza energetica**

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

Successivamente al decreto l'ARERA ha adottato le Delibere 435/2017 e 634/2017 di modifica di alcuni criteri di determinazione del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti nell'ambito del meccanismo dei 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.

• **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.

INCENTIVE FRAMEWORK

INCENTIVI SETTORE EOLICO

Italia

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

Germania

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

Francia

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

Bulgaria

- Tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni (impianto di Hrabrovo) o 15 anni (impianto di Tcherga). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2.200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Tali modifiche normative sono attualmente oggetto di ricorso da parte dei Produttori rinnovabili.

Polonia

- **Impianti in esercizio entro luglio 2016:** Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Per l'anno 2018, a seguito della chiusura delle contrattazioni del 2017, la penale è fissata in 48,53 PLN/MWh.

Romania

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

INCENTIVI SETTORE SOLARE**Italia**

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

INCENTIVI SETTORE IDROELETTRICO**Italia**

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

TERMOELETTRICO (Cogenerazione)**Italia**

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

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 dell'applicazione dell'IFRS 15.

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

(Milioni di Euro)		1° trimestre	
		2018	2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica	1	284,4	300,5
Altri ricavi e proventi	2	2,8	2,8
RICAVI TOTALI		287,1	303,3
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(69,3)	(99,4)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(40,7)	(37,4)
Costi del lavoro		(14,6)	(15,2)
MARGINE OPERATIVO LORDO		162,5	151,3
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(68,6)	(61,5)
Risultato operativo netto		93,9	89,8
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(18,1)	(16,5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	7	0,0	0,0
Risultato prima delle imposte		75,9	73,3
Imposte sul reddito	8	(19,5)	(18,9)
Risultato d'esercizio		56,4	54,4
Risultato di azionisti terzi	9	(0,1)	0,0
Risultato netto di Gruppo		56,3	54,4

1 - Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e, a partire dal gennaio 2018, da impianti solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo e a clienti tramite contratti bilaterali. In particolare l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che 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 acque 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 primo trimestre 2018 sono pari a 284 milioni in lieve diminuzione rispetto ai 300 milioni del primo trimestre 2017. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-4 milioni) del **settore Eolico** legato prevalentemente a minore incentivi in Italia e Romania parzialmente compensati da maggiore ventosità (133 milioni verso 137 milioni);
- il nuovo contributo del **settore Solare**, consolidato a partire dal gennaio 2018 (6 milioni);
- il **settore Idroelettrico** sostanzialmente in linea con il corrispondente trimestre dell'anno precedente;
- il decremento (-16 milioni) del settore Termoelettrico legato a minori vendite a clienti finali (101 milioni verso 117 milioni).

2 - Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi e i contributi in conto esercizio.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas, 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 primo trimestre 2018 sono pari a 69 milioni in diminuzione di 30 milioni rispetto all'analogo periodo del 2017 principalmente per minori costi per acquisti di gas e energia elettrica in corrispondenza di minori vendite a clienti finali. 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.

5 - Ammortamenti e svalutazioni

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

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione degli impianti solari ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo trimestre 2018 sono pari a 18 milioni, in lieve aumento rispetto ai 16 milioni del 2017, principalmente per l'acquisizione degli impianti solari.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel trimestre si è attestato in media al 3,1% rispetto al 3,2% del 2017. La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi e dei prezzi delle commodities.

Si precisa che gli oneri finanziari netti adjusted qui commentati non includono componenti positive (special items) pari a 3 milioni relativi ai proventi finanziari rilevati, in base all'IFRS 9, in riferimento ad un'operazione di rifinanziamento conclusa nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti.

7 - Proventi (oneri) da partecipazioni netti

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

Si ricorda infine che in data 10 gennaio 2018 il Gruppo ha ceduto la propria partecipazione in TotalErg: ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo i risultati adjusted¹⁰ della partecipata precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto. Nel primo trimestre 2017 tale contributo risultava positivo per 6 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).

8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo trimestre 2018 sono pari a 19 milioni in linea con quelle del corrispondente trimestre del 2017.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 26% (26% nel 2016).

¹⁰ Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

SITUAZIONE PATRIMONIALE

Lo Stato Patrimoniale Riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio obbligatorio, indicato nelle Note al Bilancio pubblicate in occasione della Relazione finanziaria annuale e della Relazione finanziaria semestrale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Tali schemi sono comunque coerenti con quelli di bilancio obbligatori.

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

31/03/2017	(Milioni di Euro)		31/03/2018	31/12/2017
3.337,6	Capitale immobilizzato	1	3.322,6	3.260,8
203,8	Capitale circolante operativo netto	2	196,9	150,0
(6,9)	Trattamento di fine rapporto		(6,4)	(6,4)
355,9	Altre attività	3	316,3	278,7
(621,3)	Altre passività	4	(632,3)	(573,0)
3.269,0	Capitale investito netto		3.197,0	3.110,1
1.804,7	Patrimonio netto di Gruppo		1.966,7	1.877,5
0,0	Patrimonio netto di terzi		1,2	0,0
1.464,3	Indebitamento finanziario netto	5	1.229,1	1.232,7
3.269,0	Mezzi propri e debiti finanziari		3.197,0	3.110,1
45%	Leva finanziaria		38%	40%

1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2017	767,5	2.252,2	241,1	3.260,8
Investimenti	4,2	3,9	1,7	9,8
Variazioni area di consolidamento	144,2	162,6	(185,7)	121,1
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,1)	(2,7)	2,2	(0,5)
Ammortamenti	(13,5)	(55,1)	-	(68,6)
Capitale immobilizzato al 31/03/2018	902,4	2.360,9	59,3	3.322,6

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia, di parchi eolici all'estero ed alla cessione degli impianti eolici di Brockaghboy.

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

2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali. La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica stagionale degli incassi relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento.

3 - Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso. L'incremento del periodo è legato ai crediti verso erario per IVA.

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. L'incremento del periodo è legato principalmente alla maggiori imposte differite in relazione all'esercizio provvisorio di Purchase Price Allocation degli asset solari.

5 - Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

31/03/2017	(Milioni di Euro)	31/03/2018	31/12/2017
1.929,0	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.939,9	1.788,7
(464,7)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(710,8)	(556,0)
1.464,3	Totale	1.229,1	1.232,7

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2017	(Milioni di Euro)	31/03/2018	31/12/2017
668,9	Debiti verso banche a medio-lungo termine	671,0	670,6
0,0	Quota corrente mutui e finanziamenti	(119,4)	(58,6)
137,9	Debiti finanziari a medio-lungo termine	205,8	205,9
806,8	Totale	757,4	817,8
1.279,2	Totale Project Financing	1.364,5	1.114,7
(157,0)	Quota corrente Project Financing	(146,0)	(143,8)
1.122,1	Project Financing a medio-lungo termine	1.218,5	970,9
0,0	Crediti finanziari a lungo termine	(36,0)	0,0
1.929,0	TOTALE	1.939,9	1.788,7

I “Debiti verso banche a medio-lungo termine” al 31 marzo 2018 sono pari a 671 milioni di Euro (671 milioni al 31 dicembre 2017) e si riferiscono a:

- un corporate acquisition loan di 350 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).

La quota corrente mutui e finanziamenti (119 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopraccitati finanziamenti Corporate.

I “Debiti finanziari a medio-lungo termine”, pari a 206 milioni di Euro, si riferiscono a:

- passività nette derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 106 milioni (106 milioni al 31 dicembre 2017);
- passività derivante dall’emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni¹¹) effettuato nel terzo trimestre 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.

I debiti per “Totale Project Financing” (1.365 milioni al 31 marzo 2018) sono relativi a:

- finanziamenti per 62 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell’impianto CCGT;
- finanziamenti per 248 milioni di Euro relativi alle neo acquisite società del gruppo ForVei (solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
- finanziamenti per 1.055 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici di cui 417 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 60 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 rilevata 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.

11 Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

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.

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.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

31/03/2017	(Milioni di Euro)	31/03/2018	31/12/2017
4,7	Debiti verso banche a breve termine	42,2	83,0
0,0	Quota corrente mutui e finanziamenti	119,4	58,6
2,7	Altri debiti finanziari a breve termine	2,4	1,7
7,4	Passività finanziarie a breve termine	164,1	143,3
(294,2)	Disponibilità liquide	(650,4)	(679,2)
(109,2)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(145,7)	(28,8)
(403,5)	Attività finanziarie a breve termine	(796,1)	(708,0)
157,0	Project Financing a breve termine	146,0	143,8
(225,7)	Disponibilità liquide	(224,8)	(135,1)
(68,6)	Project Financing	(78,8)	8,7
(464,7)	TOTALE	(710,8)	(556,0)

La riduzione dei "Debiti verso banche a breve termine" si riferisce ad un parziale rimborso delle linee di credito a breve termine in ERG S.p.A.

L'incremento della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" è legato alla sottoscrizione di fondi di investimento.

Flussi finanziari

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

	1° trimestre	
	2018	2017
Margine operativo lordo adjusted	162,5	151,3
Variazione capitale circolante	(64,6)	(37,5)
Cash Flow Operativo	97,9	113,8
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(8,1)	(10,7)
Acquisizioni di aziende (business combination)	(357,3)	-
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(1,7)	(0,2)
Cessione partecipazione TotalErg	179,5	-
Cessione net assets Brockaghboy	105,8	-
Disinvestimenti e altre variazioni	(1,3)	-
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(83,1)	(11,0)
Proventi (oneri) finanziari	(18,1)	(16,5)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,0	(0,0)
Cash Flow da gestione finanziaria	(18,0)	(16,5)
Cash Flow da gestione Fiscale	-	-
Distribuzione dividendi	-	-
Altri movimenti di patrimonio netto	8,9	6,6
Cash Flow da Patrimonio Netto	8,9	6,6
Variazione area di consolidamento	(2,2)	-
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.232,7	1.557,2
<i>Variazione netta</i>	(3,6)	(92,9)
Indebitamento finanziario netto finale	1.229,1	1.464,3

Il **Cash Flow operativo** del primo trimestre 2018 è positivo per 98 milioni, in diminuzione di 16 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 principalmente per dinamiche stagionali del circolante influenzate dall'uscita dall'IVA di Gruppo di TotalErg.

Il **cash flow da investimenti** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (346 milioni) e di Vent d'Est S.a.s. (12 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 ai maggiori debiti legati agli interessi maturati nel periodo.

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente agli effetti della transizione all'IFRS 9 alla data di prima applicazione (1° gennaio 2018) al netto dei relativi effetti fiscali. La voce comprende inoltre gli effetti dell'applicazione nel trimestre del suddetto principio

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) o di dimensioni non significative (ISAB Energy Solare).

Consolidamento 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 346 milioni di Euro. ERG ha riconosciuto al venditore un corrispettivo per l'equity di 70,2 milioni di Euro. In occasione del presente Resoconto si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation in base alle informazioni disponibili: coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 ed in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra l'acquisizione e la predisposizione del documento tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche ed affinamenti.

Maggiori dettagli, inclusivi di eventuali aggiornamenti prezzo e di attribuzione dei plusvalori, ed i relativi effetti contabili saranno indicati nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018.

Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

Di seguito è indicato il percorso metodologico utilizzato per il primo consolidamento delle società acquisite così come richiesto dai principi contabili di riferimento.

L'acquisizione è stata rilevata in base alle disposizioni dell'IFRS 3 sulle aggregazioni di imprese; in base a tale principio ai fini di una corretta contabilizzazione dell'operazione è necessario:

- determinare il costo complessivo dell'acquisizione;
- determinare il fair value della attività e passività acquisite;
- allocare, alla data di acquisizione, il costo dell'aggregazione aziendale alle attività acquisite ed alle passività assunte, incluse quelle non rilevate precedentemente all'acquisto;
- rilevare l'eventuale avviamento acquisito nell'aggregazione.

Nella determinazione del fair value delle attività e passività acquisite, le principali differenze individuate si riferiscono alla valutazione:

- delle attività immobilizzate e in particolare delle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica a tariffa incentivata per i parchi solari in esercizio. La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria tramite il supporto di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento;
- delle passività finanziarie relative al derivato di copertura dei tassi di interesse e ai finanziamenti, alcuni dei quali originariamente stipulati a condizioni meno vantaggiose rispetto a quanto attualmente proposto dal mercato.

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo è stimato pari a 346 milioni e si riferisce al corrispettivo di acquisizione (70 milioni) e alla posizione finanziaria netta delle società acquisite, comprensiva della passività del fair value dei derivati e dell'effetto negativo derivante dalla valutazione al fair value di alcuni finanziamenti, come sopra già commentato.

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): a partire dal presente Resoconto tali risultati, precedentemente denominati "recurring", sono indicati con la definizione "Risultati adjusted".

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

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

- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) al netto dei relativi effetti fiscali;

- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal presente Resoconto 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 di 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.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2017 restated	Nota	1° trimestre	
		2018	2017 restated
457,6	Margine operativo lordo attività continue	159,2	151,3
2,3	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	3,3	–
459,9	Margine operativo lordo	162,5	151,3
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
12,4	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie	–	–
472,3	Margine operativo lordo adjusted	162,5	151,3

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2017 restated	Nota	1° trimestre	
		2018	2017 restated
(250,9)	Ammortamenti attività continue	(67,9)	(61,5)
(1,3)	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	(0,7)	–
(252,2)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted	(68,6)	(61,5)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2017 restated	Nota	1° trimestre	
		2018	2017 restated
107,9	Risultato netto di Gruppo	84,9	54,4
9,3	<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	-	-
-	<i>Esclusione plusvalenza cessione Brockaghboy</i>	2	(26,3)
-	<i>Esclusione proventi netti (IFRS 9) su refinancing</i>	3	(2,3)
117,2	Risultato netto di Gruppo adjusted	56,3	54,4

1. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.
Nel presente Resoconto, vengono esposti e commentati 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.
2. La già commentata cessione di Brockaghboy ha comportato la rilevazione di una plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie che ai fini del presente Resoconto è considerata special item.
3. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di un finanziamento. 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 trimestre di un provento per circa 3 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, riconoscendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione differiti lungo la durata del debito e non tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi adjusted esposti e commentati nel presente Resoconto.

1° TRIMESTRE 2018	Schemi di bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	281,4	2,9	-	284,4
Altri ricavi e proventi	1,9	0,9	-	2,8
Ricavi totali	283,3	3,8	-	287,1
Costi per acquisti	(69,8)	(0,0)	-	(69,8)
Variazioni delle rimanenze	0,4	-	-	0,4
Costi per servizi e altri costi operativi	(40,1)	(0,6)	-	(40,7)
Costi del lavoro	(14,6)	-	-	(14,6)
Margine operativo lordo	159,2	3,3	-	162,5
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(67,9)	(0,7)	-	(68,6)
Risultato operativo	91,3	2,6	-	93,9
Proventi (oneri) finanziari netti	(14,6)	(0,6)	(2,8)	(18,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	26,8	(26,8)	0,0
Risultato prima delle imposte	76,7	28,8	(29,6)	75,9
Imposte sul reddito	(20,3)	(0,2)	1,0	(19,5)
Risultato netto attività continue	56,5	28,5	(28,6)	56,4
Risultato netto attività cedute	28,5	(28,5)	-	-
Risultato netto di periodo	85,0	-	(28,6)	56,4
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	84,9	-	(28,6)	56,3

Dati comparativi restated 1° trimestre 2017

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 adjusted¹² della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel primo trimestre 2017 tale contributo risultava positivo per 6 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017);
- a partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione netta (netting) di alcuni costi operativi a riduzione dei ricavi.

¹² Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

	1° Trimestre 2017	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	1° Trimestre 2017 recurring restated
Ricavi della gestione caratteristica	302,6	(2,1)	-	-	300,5
Altri ricavi e proventi	2,8	-	-	-	2,8
Ricavi totali	305,4	(2,1)	-	-	303,3
Costi per acquisti	(98,7)	0,2	-	-	(98,5)
Variazioni delle rimanenze	(0,9)	-	-	-	(0,9)
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,3)	1,9	-	-	(37,4)
Costi del lavoro	(15,2)	-	-	-	(15,2)
Margine operativo lordo	151,3	0,0	-	-	151,3
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(61,5)	-	-	-	(61,5)
Risultato operativo	89,8	0,0	-	-	89,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(16,5)	-	-	-	(16,5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	10,7	-	(4,4)	(6,2)	0,0
Risultato prima delle imposte	83,9	0,0	(4,4)	(6,2)	73,3
Imposte sul reddito	(18,9)	-	-	-	(18,9)
Risultato netto attività continue	65,0	0,0	(4,4)	(6,2)	54,4
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato prima degli interessi di terzi	65,0	0,0	(4,4)	(6,2)	54,4
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-
Risultato netto di competenza del Gruppo	65,0	0,0	(4,4)	(6,2)	54,4

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
06 aprile 2018	Eolico Francia	Sottoscrizione 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 previsto nel corso del secondo trimestre del 2018.	Comunicato stampa del 06 aprile 2018
23 aprile 2018	Corporate	Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. 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 di ERG conferma Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.	Comunicato stampa del 23 aprile 2018
27 aprile 2018	Eolico Francia	Sottoscrizione accordo 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.	Comunicato stampa del 27 aprile 2018

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

Eolico

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie all'acquisto di due parchi eolici in Francia per 26 MW e una società di sviluppo con una pipeline di 750 MW, che permetteranno di raggiungere entro la fine del 2018 una capacità installata nel Paese di circa 300 MW.

Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 72 MW e del minor prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017. Tali effetti saranno solo marginalmente compensati dalla ventosità attesa di poco superiore a quella registrata nel 2017.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in diminuzione.

Solare

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

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

Idroelettrico

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

Termoelettrico

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

Nel complesso per l'esercizio 2018 si attende un margine operativo lordo di circa 475 milioni di Euro, in lieve crescita rispetto al 2017 nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il minor prezzo incentivo Grin (99 vs 107 Euro/MWh su volumi incentivati Wind e Hydro); tali effetti vengono compensati dalla previsione di maggiori volumi su Hydro e dal contributo dei nuovi assets del Solare.

La generazione di cassa di ERG, sia operativa che derivante dalle dismissioni di TotalErg e Brockaghboy, consentirà di mantenere l'indebitamento sostanzialmente stabile a circa 1,3 miliardi (1,2 nel 2017) compensando i nuovi investimenti per circa 500 milioni, la distribuzione ordinaria e straordinaria del dividendo a 1,15 Euro per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

Genova, 14 maggio 2018

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



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

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

Genova, 14 maggio 2018

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

www.erg.eu

SEDE LEGALE

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

WWW.ERG.EU

