



RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 31 MARZO 2019

PREMESSA

INFORMATIVA TRIMESTRALE

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

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

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

Settori operativi

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

Si precisa che i risultati per business riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo da parte dell'Energy Management: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, pertanto i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") ed i risultati del Termoelettrico includono le coperture sullo "spark spread".

Indicatori Alternativi di Performance (IAP) e Risultati adjusted

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

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto. Si precisa infine che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "**Risultati adjusted**".

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance e quanto commentato nel successivo paragrafo IFRS 16.

IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019, è stato applicato il principio IFRS 16.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo Principio ha modificato la natura e la rappresentazione a Conto Economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 1,8 milioni nel primo trimestre 2019;
- l'incremento (65 milioni al 31 marzo 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (1,5 milioni) e maggiori oneri finanziari (0,8 milioni) legati all'applicazione del metodo patrimoniale di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto.

In considerazione di quanto sopra, al fine di rappresentare la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel **Conto Economico adjusted**, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in continuità con le relazioni gestionali dei precedenti esercizi e in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'**indebitamento finanziario netto adjusted** ed il **capitale investito netto adjusted** sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella sezione "Indicatori Alternativi di Performance".

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, di idraulicità e di irraggiamento, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

INDICE

Il Gruppo	5
Organi societari.....	5
Profilo del Gruppo.....	6
Aree geografiche di attività al 31 marzo 2019.....	8
Area di consolidamento integrale al 31 marzo 2019.....	9
Modello organizzativo.....	10
Variazione perimetro di business nel primo trimestre 2019.....	12
ERG in Borsa.....	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre.....	15
Risultati del periodo	16
Sintesi dei risultati.....	16
Risultati per settore.....	17
Commento ai risultati del periodo.....	18
Risultati del periodo - Business.....	20
Mercato di riferimento.....	20
Vendite del Gruppo.....	22
Eolico	23
Solare	32
Idroelettrico	33
Termoelettrico	35
Incentive framework.....	37
Prospetti contabili e IAP	40
Prospetti contabili.....	40
Indicatori Alternativi di Performance.....	54
Evoluzione prevedibile	61
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	61
Evoluzione prevedibile della gestione.....	62
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	64

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente

EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente

ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*²

GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato

LUCA BETTONTE

Consiglieri

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

FABRIZIO CAVALLI

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 17 aprile 2019.

6 Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026.

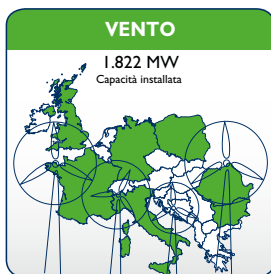
PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento.

La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation S.p.A. che svolge:

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

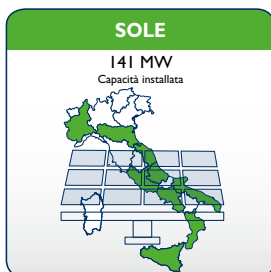
ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

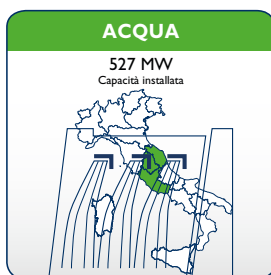
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.822 MW di potenza installata al 31 marzo 2019. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (729 MW operativi), in particolare in Francia (307 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



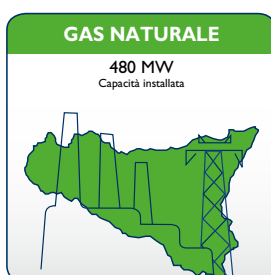
Solare

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, incrementata di 51,4 MW a seguito dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2019 di due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio, che si sono aggiunti ai 31 impianti fotovoltaici acquisiti nel 2018, 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 sistema integrato di asset composto da 19 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, connessi da una rete di fiumi e canali di oltre 150 km ed aventi una potenza efficiente di 527 MW.



Termoelettrico

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

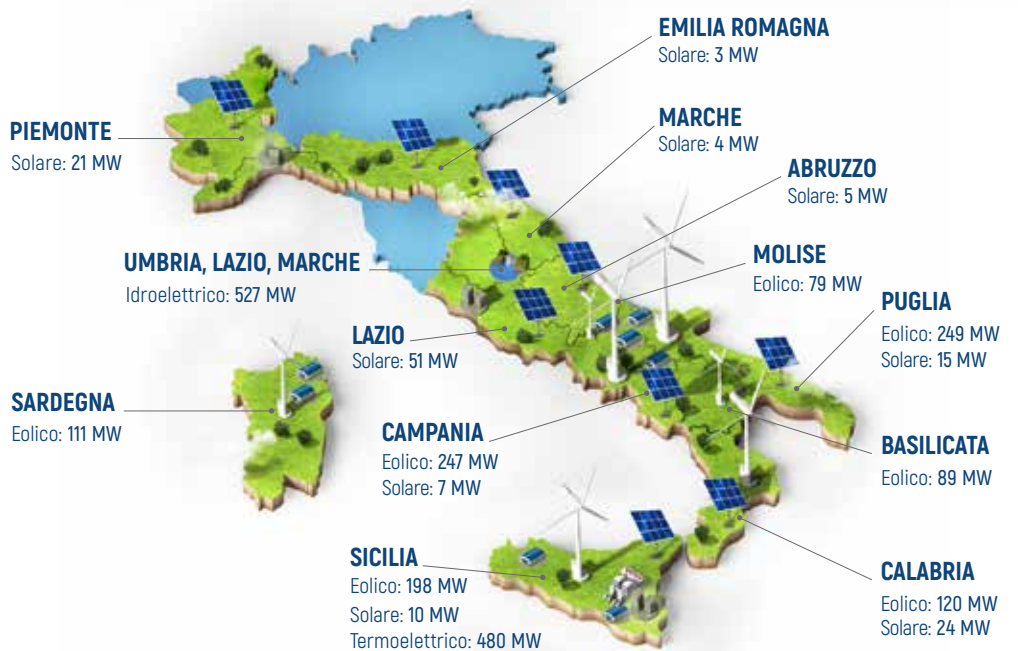
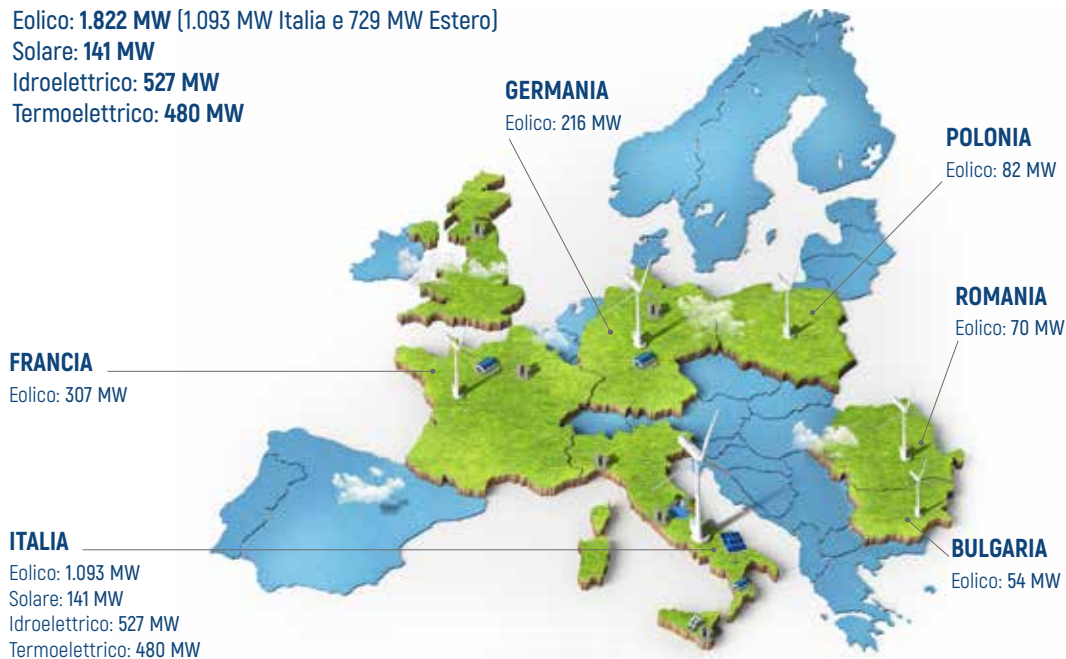
AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 31 MARZO 2019

Eolico: **1.822 MW** (1.093 MW Italia e 729 MW Estero)

Solare: **141 MW**

Idroelettrico: **527 MW**

Termoelettrico: **480 MW**



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici



Uffici



Centri logistici O&M

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 31 MARZO 2019



MODELLO ORGANIZZATIVO



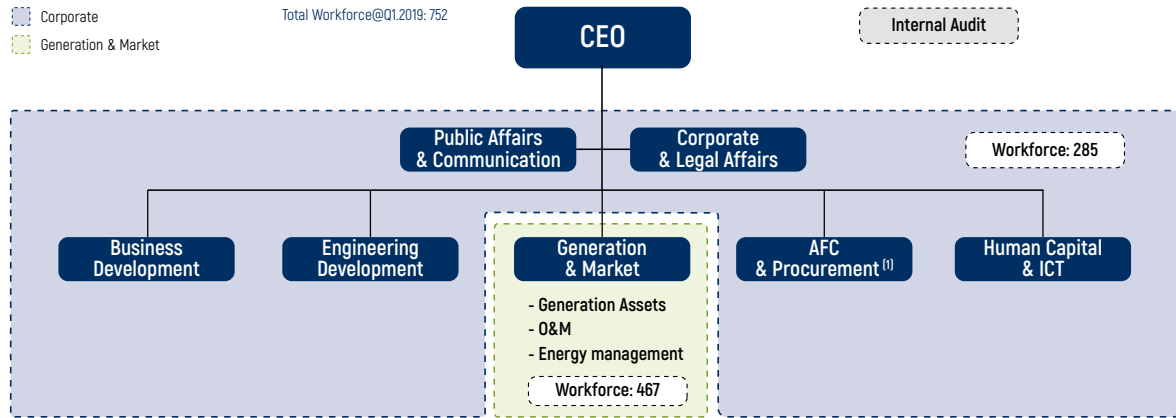
L'assetto organizzativo del Gruppo si caratterizza nella definizione di due macro-ruoli:

- 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.

Si segnala infine che nel mese di gennaio 2019 è stata costituita l'Unità Organizzativa Engineering Development, a diretto riporto del CEO di Gruppo, con la missione di creare valore assicurando la realizzazione dei nuovi investimenti industriali del Gruppo (ingegneria di sviluppo e costruzioni) secondo gli obiettivi definiti nel Business Plan 2018-2022.

- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
 - tecnologie di generazione Wind, Thermo, Hydro e Solare a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
 - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati;
 - una struttura commerciale dedicata ai Key Accounts;
 - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
 - un polo di competenze specialistiche in materia di regolamentazione operativa e controllo performance trasversale a tutti i processi industriali;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

CIONE COMPANY: A LEAN ORGANIZATION TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



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

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO TRIMESTRE 2019

Solare

In data **12 febbraio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Solar Montalto S.r.l., ha perfezionato l'**acquisizione** da Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM - asset manager europeo nel settore rinnovabile, del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW.

È stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale.

Gli impianti sono ubicati a Montalto di Castro (Lazio), hanno registrato nel 2018 una produzione totale di 85,6 GWh ed un EBITDA di 30 milioni di Euro. Equipaggiati con tecnologia Sun Power e con tracker monoassiale, gli impianti sono entrati in esercizio mediamente nel quarto trimestre del 2010 e beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030.

L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 221 milioni di Euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 97 milioni di Euro ed alla posizione finanziaria netta della Target al 31 dicembre 2018 pari a 124 milioni di Euro.

Il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation del solare, si rimanda a quanto commentato nella sezione "Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance".

ERG IN BORSA

Al 29 marzo 2019⁷ il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 16,87 Euro, in crescita (+2,2%) rispetto a quella della fine dell'anno 2018, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+15,7%), del FTSE Mid Cap (+12,4%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+11,1%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 15,69 Euro (25 marzo 2019) ed un massimo di 17,84 Euro (18 gennaio 2019).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 29 marzo 2019.

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 29.03.2019	16,87
Prezzo massimo (18.01.2019) ⁽¹⁾	17,84
Prezzo minimo (25.03.2019) ⁽¹⁾	15,69
Prezzo medio	17,04

(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

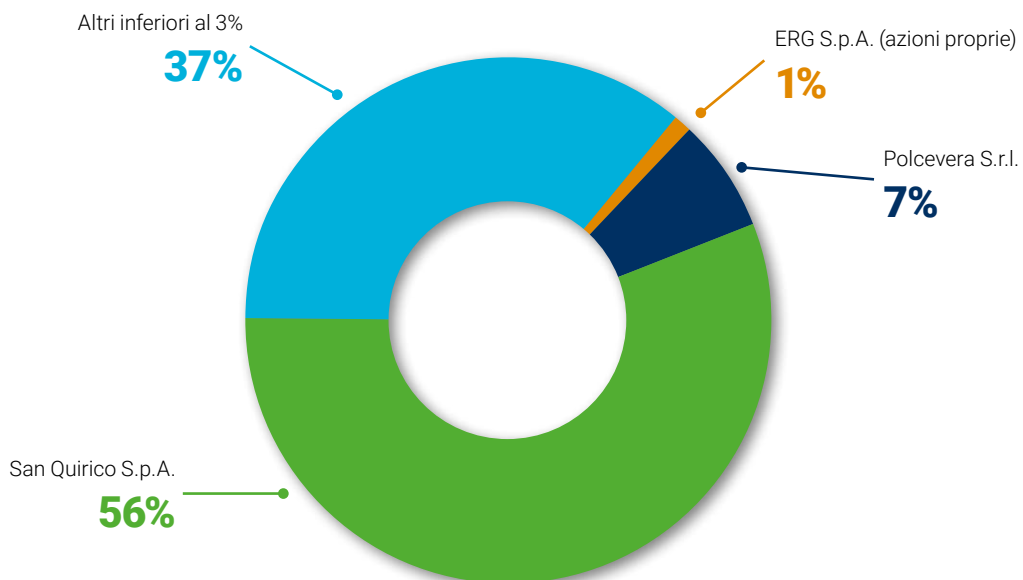
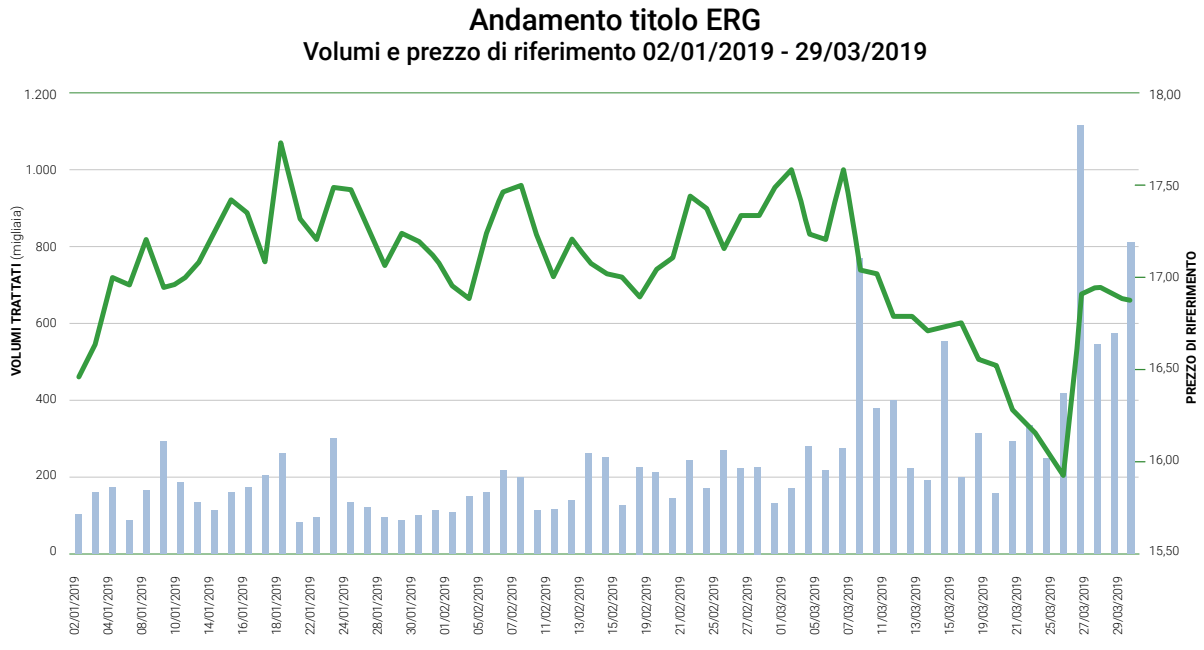
Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (26.03.2019)	1.113.089
Volume minimo (21.01.2019)	75.726
Volume medio	242.060

La capitalizzazione di borsa al 29 marzo 2019 ammonta a circa 2.536 milioni di Euro (2.480 milioni alla fine del 2018).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 148.864.018.

⁷ Ultimo giorno disponibile per la quotazione del primo trimestre 2019.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
11 gennaio 2019	Solare	Acquisizione da Soles Montalto GmbH del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l. società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 12 febbraio 2019.	Comunicato Stampa del 11.01.2019
14 gennaio 2019	Corporate	Finalizzazione dell'assegnazione gratuita di 80 azioni proprie ERG a favore di ciascun dipendente delle società italiane del Gruppo ERG. L'assegnazione, annunciata il 20 ottobre u.s. (vedasi CS in pari data), ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., con un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori di 1,1 milioni di Euro.	Comunicato Stampa del 14.01.2019
15 gennaio 2019	Eolico Francia	Ultimata la fase di commissioning di Parc Eolien de la Vallée de Torfou da 17,6 MW con una produzione media annua stimata di 47 GWh, parco facente parte dei 768 MW di asset in costruzione ed in sviluppo di EPURON acquisita lo scorso anno (v. CS 6/4/2018), e di Parc Eolien Vallée de l'Aa da 13,2 MW con una produzione media annua stimata di 29 GWh, per un totale complessivo di circa 45.000 t di emissione di CO ₂ evitata all'anno.	Comunicato Stampa del 15.01.2019
4 febbraio 2019	Corporate	ERG si è classificata al 16° posto nel " Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index " pubblicato dalla società canadese Corporate Knights. Con una valutazione del 75,39%, ERG è risultata la prima azienda italiana, nonché l'unica tra le Top 50.	Comunicato Stampa del 04.02.2019
6 marzo 2019	Solare	Sospensione della costituzione della joint venture ERG Q Solar 1 .	Comunicato Stampa del 06.03.2019
13 marzo 2019	Corporate	Perfezionato l'incasso anticipato di 36,6 milioni di Euro oggetto del Vendor Loan concesso ad api S.p.A al momento della sottoscrizione dell'accordo per la cessione di TotalErg S.p.A.	Comunicato Stampa del 13.03.2019
25 marzo 2019	Eolico Francia	Sottoscrizione di un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l' acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges S.a.s." , società di diritto francese titolare di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 6 maggio 2019.	Comunicato Stampa del 25.03.2019

SINTESI DEI RISULTATI

Anno	2018 (Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2019	2018
PRINCIPALI DATI ECONOMICI			
1.027	Ricavi adjusted	296	284
491	Margine operativo lordo adjusted	164	162
216	Risultato operativo netto adjusted	92	94
133	Risultato netto	49	85
133	<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	49	85
107	Risultato netto di Gruppo adjusted⁽¹⁾	54	56
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
3.172	Capitale investito netto adjusted⁽²⁾	3.411	3.197
1.829	Patrimonio netto	1.897	1.968
1.343	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	1.514	1.229
1.178	<i>di cui Project Financing non recourse⁽³⁾</i>	1.327	1.365
42%	Leva finanziaria	44%	38%
48%	EBITDA Margin %	55%	57%
DATI OPERATIVI			
1.822	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.822
3.464	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh	1.328
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480
2.151	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	618
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527
1.740	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	301
90	Capacità installata impianti solari a fine periodo	MW	141
130	Produzione di energia elettrica da impianti solari	milioni di kWh	44
13.627	Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh	4.070
510	Investimenti ⁽⁴⁾	milioni di Euro	233
737	Dipendenti a fine periodo	Unità	752
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁵⁾			
124,9	Eolico Italia	Euro/MWh	120,4
94,5	Eolico Germania	Euro/MWh	100,6
87,4	Eolico Francia	Euro/MWh	88,6
63,5	Eolico Polonia	Euro/MWh	68,9
74,8	Eolico Bulgaria	Euro/MWh	81,2
58,2	Eolico Romania	Euro/MWh	72,0
100,4	Eolico UK	Euro/MWh	n.a.
293,5	Solare	Euro/MWh	326,8
106,6	Idroelettrico	Euro/MWh	107,6
41,4	Termoelettrico	Euro/MWh	36,0

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.

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

(2) come già indicato nelle Premesse, l'indebitamento finanziario netto adjusted e il Capitale Investito Netto adjusted sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto la rilevazione degli assets e l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 marzo 2019 a circa 65 milioni

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

(4) in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 220 milioni effettuati nel 1° trimestre 2019 per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW. Nel 1° trimestre 2018 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 357 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (Solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia

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

RISULTATI PER SETTORE

Anno	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2019	2018
2018			
	RICAVI ADJUSTED		
389	Eolico	144	133
38	Solare	15	6
194	Idroelettrico	32	44
405	Termoelettrico ⁽¹⁾	106	101
36	Corporate	9	9
(36)	Ricavi infrasettori	(9)	(9)
1.027	Totale ricavi adjusted	296	284
	MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED		
274	Eolico	115	107
32	Solare	13	5
146	Idroelettrico	23	35
53	Termoelettrico ⁽¹⁾	17	18
(15)	Corporate	(4)	(2)
491	Margine operativo lordo adjusted	164	162
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
(159)	Eolico	(40)	(41)
(24)	Solare	(10)	(5)
(58)	Idroelettrico	(14)	(15)
(31)	Termoelettrico	(7)	(8)
(3)	Corporate	(1)	(1)
(275)	Ammortamenti adjusted	(72)	(69)
	RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED		
115	Eolico	75	66
8	Solare	3	0
88	Idroelettrico	9	20
22	Termoelettrico ⁽¹⁾	10	11
(18)	Corporate	(5)	(3)
216	Risultato operativo netto adjusted	92	94
	INVESTIMENTI⁽²⁾		
146	Eolico	10	17
345	Solare	220	346
7	Idroelettrico	1	0
8	Termoelettrico	2	2
3	Corporate	0	1
510	Totale investimenti	233	365

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

(2) includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Nel primo trimestre 2019 i **ricavi** sono pari a 296 milioni, in aumento rispetto al primo trimestre 2018 (284 milioni) principalmente a seguito dell'aumento della produzione dell'eolico, sia in Italia che all'estero, del solare, anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, e del termoelettrico, in parte compensati da minori volumi nell'idroelettrico.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 164 milioni, in leggero aumento rispetto ai 162 milioni registrati nel primo trimestre 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

Eolico (+8 milioni): margine operativo lordo pari a 115 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (107 milioni) in un contesto anemologico più favorevole sia in Italia che all'estero. In particolare, i maggiori risultati dei parchi eolici in Italia (+3 milioni) hanno beneficiato delle maggiori produzioni, di cui quelle incentivate stabili al 72%, che hanno più che compensato il minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh). I risultati all'estero sono in crescita (+5 milioni) grazie sia al miglior scenario prezzi che alla maggiore produzione dei parchi eolici in tutti i paesi esteri. Si ricorda che il primo trimestre 2018 aveva beneficiato del contributo del parco di Brockaghboy (+3 milioni), ceduto in data 7 marzo 2018.

Solare (+8 milioni): il margine operativo lordo, pari a 13 milioni, è più che raddoppiato rispetto al primo trimestre 2018 (5 milioni) grazie al contributo dei neoacquisiti impianti fotovoltaici in un contesto favorevole di irraggiamento e scenario prezzi.

Idroelettrico (-11 milioni): margine operativo lordo di 23 milioni (35 milioni nel primo trimestre 2018), in forte diminuzione rispetto all'esercizio precedente. La performance ha risentito della significativa ridotta idraulicità registrata nel periodo.

Termoelettrico (-1 milione): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 17 milioni, è sostanzialmente in linea rispetto ai 18 milioni del 2018 nonostante il minor contributo al risultato dei Titoli di Efficienza Energetica. Il venire meno della rivalutazione rilevata nel 2018 dei Titoli dell'anno precedente per circa 3 milioni è stata in parte compensata dalla contrazione dei costi operativi oltre che dai maggiori volumi di Titoli di Efficienza prodotti nel trimestre.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 92 milioni (94 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 72 milioni in aumento di 3 milioni rispetto al primo trimestre 2018 (69 milioni) a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare e delle acquisizioni dei parchi eolici in Francia avvenute nel corso del secondo semestre 2018.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 54 milioni, in lieve diminuzione rispetto al risultato di 56 milioni del primo trimestre 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi e di un tax rate superiore per il venire meno delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE). Nonostante un indebitamento in crescita, gli oneri finanziari sono stati leggermente inferiori al corrispondente periodo dell'anno precedente per il ridursi del costo del debito.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 49 milioni rispetto a 85 milioni del primo trimestre 2018, che beneficiava della plusvalenza relativa alla cessione del parco eolico di Brockaghboy nel Regno Unito (27 milioni).

Nel primo trimestre 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **233 milioni** (365 milioni nel primo trimestre 2018) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni di Euro). Inoltre, nel corso del trimestre sono stati effettuati investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 13 milioni** di cui l'80% nel settore Eolico (67% nel primo trimestre 2018), principalmente relativi allo sviluppo del nuovo parco eolico in Germania (Windpark Linda), il 13% nel settore Termoelettrico (19% nel primo trimestre 2018), il 4% nel settore Idroelettrico (4% nel primo trimestre 2018) e il 3% nel settore Corporate (10% nel primo trimestre 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.514 milioni**, in aumento (171 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette l'impatto derivante dall'ulteriore crescita nel settore solare a seguito dell'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni) e dagli investimenti del periodo (13 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (62 milioni).

Come già indicato nelle Premesse, l'indebitamento finanziario netto adjusted è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 31 marzo 2019 a circa 65 milioni.

RISULTATI DEL PERIODO - BUSINESS

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

SCENARIO PREZZI (Euro/MWh)

Anno 2018		1° trimestre	
		2019	2018
Italia			
61,3	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	59,5	54,2
60,7	Prezzo energia elettrica zona Nord	59,6	54,3
61,1	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	59,5	54,0
60,9	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	58,7	53,2
59,4	Prezzo energia elettrica zona Sud	54,7	51,6
60,7	Prezzo energia elettrica Sardegna	58,6	53,0
69,5	Prezzo energia elettrica Sicilia	65,2	59,5
68,8	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	67,1	62,7
99,0	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	92,1	99,0
Estero			
50,0	Francia (Energia Elettrica base load)	47,2	44,0
44,5	Germania (Energia Elettrica base load)	41,3	35,6
76,2	Polonia	78,8	59,5
52,8	di cui (Energia Elettrica base load)	50,8	44,9
23,4	di cui Certificati d'Origine	28,0	14,6
39,9	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	47,6	33,8
75,8	Romania (EE base load + 1 "certificato verde" nel 2018 e 2 CV nel 2017)	83,6	64,5
46,4	di cui Energia Elettrica base load	54,2	35,1
29,4	di cui "certificato verde"	29,4	29,4
113,4	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	115,7	101,9
61,0	di cui Energia Elettrica base load	61,3	54,1
58,1	di cui ROC	60,5	53,2

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia - Domanda e produzioni

MERCATO ITALIA⁽¹⁾ (GWh)

Anno 2018		1° trimestre	
		2019	2018
321.910	Domanda	80.341	81.127
2.233	Consumo pompaggi	652	701
43.909	Import/Export	10.428	13.537
280.234	Produzione interna ⁽²⁾	70.565	68.291
	di cui		
185.046	Termoelettrica	49.446	48.468
49.275	Idroelettrica	7.500	8.519
5.708	Geotermica	1.417	1.431
17.318	Eolica	7.092	6.104
22.887	Fotovoltaico	5.110	3.769

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

(2) produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

Nel **primo trimestre 2019** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 80,3 TWh, in diminuzione dell'1% rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2018. 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 4,8 TWh, in lieve diminuzione (-0,4%) rispetto al primo trimestre 2018, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 11,0 TWh (-1,4%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 70,6 TWh, in aumento del 3% rispetto al primo trimestre 2018, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 10,4 TWh (-23% rispetto al primo trimestre 2018).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 70% da centrali termoelettriche e per il restante 30% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per l'11% dall'idroelettrico, per il 10% dall'eolico, per il 7% dal fotovoltaico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo trimestre 2018 risulta in crescita la produzione fotovoltaica (+36%), eolica (+16%) e termoelettrica (+2%), mentre hanno registrato un decremento la produzione idroelettrica (-12%) e geotermica (-1%).

VENDITE DEL GRUPPO

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

Nel corso del **primo trimestre 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 4,1 TWh (3,7 TWh nel primo trimestre 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,3 TWh (2,2 TWh nell'analogo periodo del 2018), di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,8 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,2% della domanda di energia elettrica in Italia (come nel primo trimestre del 2018).

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)	1° trimestre	
	2019	2018
Wind - produzione eolica Italia	803	732
Wind - produzione eolica Estero	525	487
Solare - produzione fotovoltaica	44	21
CCGT - produzione termoelettrica	618	527
Hydro - produzione idroelettrica	301	469
ERG Power Generation - acquisti	1.778	1.417
Totale	4.070	3.654

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° trimestre	
	2019	2018
Energia elettrica venduta a clienti captive	108	127
Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	3.436	3.040
Energia elettrica venduta all'estero	525	487
Totale	4.070	3.654

L'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragioraliero" (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 **primo trimestre 2019** sono state effettuate vendite di vapore⁹ per 313 migliaia di tonnellate, in forte incremento rispetto alle 170 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018.

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 in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2018		1° trimestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
1.093	Italia	1.093	1.093	0	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%
729	Estero	729	690	39	6%
	di cui				
216	Germania	216	216	0	0%
307	Francia	307	268	39	14%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
0	UK	0	0	0	n.a.
1.822	Potenza installata complessiva a fine periodo⁽¹⁾	1.822	1.783	39	2%

(1) potenza impianti installati a fine periodo. Si ricorda che in data 7 marzo 2018 è stato ceduto il parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW)

La potenza installata al 31 marzo 2019, pari a 1.822 MW, è in aumento di 39 MW rispetto al dato al 31 marzo 2018 a seguito dell'avvio commerciale di 2 parchi eolici in Francia a partire da dicembre (per complessivi 30,8 MW) e all'acquisizione nel 2018 di 1 parco eolico sempre in Francia 8 MW dal secondo semestre.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
		2019	2018
2018			
389	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	144	133
274	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	115	107
(159)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(40)	(41)
115	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	75	66
146	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	10	17
70%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	80%	80%
3.464	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	1.328	1.219

(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

L'incremento dei **ricavi** consolidati registrati nel **primo trimestre 2019**, pari a circa 10 milioni, è dovuto principalmente alle maggiori produzioni per condizioni anemologiche maggiormente favorevoli, sia in Italia che all'estero, nonostante il minore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 92,1 Euro/MWh).

Si segnala in particolare che, rispetto al primo trimestre 2018, le produzioni non più incentivate ammontano a 8 GWh di produzione, per un controvalore economico inferiore ad 1 milione.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nel primo trimestre 2019, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex "certificati verdi") e altre componenti minori, per ERG è stato pari a 120,4 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 125,9 Euro/MWh del primo trimestre 2018 a seguito del già commentato minor valore unitario dell'incentivo.

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

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

RICAVI ADJUSTED

Anno		1° trimestre			
		2019	2018	Δ	Δ%
2018					
266	Italia	96	93	3	4%
124	Estero	47	40	7	18%
	di cui				
33	Germania	13	10	3	27%
49	Francia	19	18	1	6%
14	Polonia	6	3	3	89%
13	Bulgaria	5	4	1	25%
12	Romania	5	2	3	107%
3	UK	0	3	(3)	-100%
389	Totale	144	133	10	8%

RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2018		1° trimestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
124,9	Eolico Italia	120,4	125,9	(6)	-4%
94,5	Eolico Germania	100,6	93,4	7	8%
87,4	Eolico Francia	88,6	87,5	1	1%
63,5	Eolico Polonia	68,9	50,0	19	38%
74,8	Eolico Bulgaria	81,2	71,1	10	14%
58,2	Eolico Romania	72,0	49,7	22	45%
100,4	Eolico UK	n.a.	100,4	n.a.	n.a.

Nel **primo trimestre 2019** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 88,6 Euro/MWh e 100,6 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate Romania (+45% a seguito dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia), Polonia (+38% grazie al significativo incremento del prezzo dei Certificati di Origine oltre che del prezzo di cessione dell'energia) e Bulgaria (+14%). Si riportano inoltre per completezza anche i ricavi unitari relativi ai parchi eolici in Irlanda del Nord appartenenti al Gruppo fino a inizio marzo 2018.

PRODUZIONI (GWh)

Anno 2018		1° trimestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
2.012	Italia	803	732	71	10%
	di cui:				
439	Campania	195	165	30	18%
219	Calabria	72	65	7	10%
471	Puglia	211	162	49	30%
156	Molise	70	54	16	30%
178	Basilicata	69	63	6	9%
341	Sicilia	114	141	(27)	-19%
207	Sardegna	72	81	(9)	-11%
1.452	Estero	525	487	38	8%
	di cui				
337	Germania	130	107	23	21%
552	Francia	209	200	9	4%
219	Polonia	82	61	21	34%
138	Bulgaria	49	43	5	12%
176	Romania	56	47	9	19%
29	UK	0	29	(29)	-100%
3.464	Produzioni complessive parchi	1.328	1.219	109	9%

Nel primo trimestre 2019 la **produzione di energia elettrica** elettrica da fonte eolica è stata pari a 1.328 GWh, in incremento rispetto al corrispondente periodo del 2018 (1.219 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 10% in Italia (da 732 GWh a 803 GWh) e del 8% all'estero (da 487 GWh a 525 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+71 GWh) è legato a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nell'analogo periodo del 2018 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia e la Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 38 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni nell'Europa dell'Est (+35 GWh) ed in Germania (+23 GWh) e Francia (+9 GWh, di cui circa 27 GWh degli impianti francesi di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo trimestre dell'anno), al netto del venire meno delle produzioni in UK (-29 GWh) a seguito della cessione del parco di Brockaghboy.

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 2018		1° trimestre		
		2019	2018	Δ
21%	Italia	34%	31%	3%
	di cui			
20%	Campania	36%	31%	6%
21%	Calabria	28%	25%	3%
22%	Puglia	39%	30%	9%
22%	Molise	41%	32%	9%
23%	Basilicata	36%	33%	3%
20%	Sicilia	27%	33%	-6%
21%	Sardegna	30%	34%	-4%
23%	Estero	33%	31%	3%
	di cui			
18%	Germania	28%	23%	5%
23%	Francia	31%	35%	-3%
31%	Polonia	46%	34%	12%
29%	Bulgaria	42%	37%	5%
29%	Romania	37%	31%	6%
22%	Load factor⁽¹⁾	34%	31%	3%

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

Nel primo trimestre 2019 il load factor complessivo, pari al 34%, è risultato in incremento rispetto a quanto registrato nel primo trimestre 2018 (31%), con un incremento dal 31% al 33% all'estero e dal 31% al 34% in Italia.

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

L'incremento del load factor è imputabile alla maggiore ventosità registrata nel periodo, in particolare nel mese di febbraio, oltre che da alti livelli di disponibilità degli impianti.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno 2018		1° trimestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
195	Italia	80	77	3	4%
79	Estero	35	30	6	19%
	di cui				
22	Germania	10	8	2	32%
30	Francia	14	13	0	1%
10	Polonia	5	2	3	190%
8	Bulgaria	4	3	1	40%
7	Romania	3	1	2	202%
3	UK	-	3	(3)	n.a.
274	Totale	115	107	8	8%

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2019 è pari complessivamente a 115 milioni, in incremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (107 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche maggiormente favorevoli sia in Italia che all'estero.

Il maggior contributo in Italia (+3 milioni) riflette principalmente le maggiori produzioni, oltre che lo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia, solo in parte compensati dal minor valore dell'incentivo unitario.

I migliori risultati all'estero (+5 milioni) beneficiano del miglior scenario e delle maggiori produzioni riscontrate nei paesi dell'est Europa, delle maggiori produzioni in Germania nonché, grazie alla maggiore capacità installata, delle maggiori produzioni in Francia e nonostante il primo trimestre 2018 avesse beneficiato del contributo per circa 3 milioni di Euro del parco eolico di Brockaghboy in UK ceduto in data 7 marzo 2018.

L'**EBITDA margin** del 2018 è risultato complessivamente pari al 80%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, anche grazie all'apporto dei parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2019 (**10 milioni**) si riferiscono principalmente allo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, la cui entrata in operatività è prevista nel corso del secondo trimestre.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Italia

- **Tariffa incentivante (FIP) ex “certificati verdi”**

Con la Deliberazione 16/2019 del 22 gennaio 2019 l'Autorità di regolazione ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2019 (FIP 2019), il valore medio annuo registrato nel 2018 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 61,91 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2019, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 92,11 Euro/MWh.

- **Moratoria sviluppo eolico e solare in Sicilia**

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

- **Regione Basilicata - Libretto Sicurezza Impianti Eolici**

Lo scorso 26 febbraio la Giunta Regionale della Basilicata ha adottato le “Disposizioni operative per la formazione del libretto di sicurezza degli impianti eolici” al fine di ridurre il rischio di incidenti causati dalla rottura accidentale delle turbine eoliche (soprattutto quelle di piccola taglia).

Il provvedimento, redatto dal Dipartimento Ambiente ed Energia, prevede la compilazione di un libretto informatico attraverso il portale web della Regione che ha anche lo scopo di indurre i soggetti responsabili dell'esercizio degli impianti a comunicare gli interventi di manutenzione effettuati, nonché a registrare annualmente le verifiche tecnico funzionali di tutti gli aerogeneratori dell'impianto eolico.

Tale strumento consentirà pure di censire e verificare la costruzione, le condizioni e le modalità di esercizio e manutenzione degli impianti esistenti.

L'aggiornamento annuale sarà a carico del soggetto responsabile della conduzione e dell'esercizio dell'impianto eolico, per tutta la durata di vita dello stesso, a prescindere dal numero degli aerogeneratori e dalla potenza e sulla scorta degli interventi di verifica e manutenzione effettuati.

Tali procedure saranno necessarie per non incorrere nell'applicazione di sanzioni pecuniarie fino a 30.000 Euro.

Germania

- **Accelerazione espansione rete di trasmissione**

A metà dicembre 2018 il gabinetto della cancelliera Angela Merkel ha approvato un progetto di legge che permette di agevolare le procedure di autorizzazione, e quindi di accelerare l'espansione della rete tedesca di trasmissione di energia elettrica.

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

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

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

La sospensione, mirata a determinare un level playing field con gli operatori industriali, sarà protratta fino a giugno 2020.

Francia

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

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

Per gli impianti eolici costituiti da massimo 6 aerogeneratori e aventi una potenza massima di 3 MW ognuno (per massimo 18 MW complessivi), è possibile accedere alla FIP attraverso una domanda di accesso agli incentivi. Il sistema di incentivazione è di tipo FIP più premio, erogato per un periodo di 20 anni, articolato su una componente incentivo e un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia.

Bulgaria

- **Modifica del sistema di incentivazione**

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

- **Pronunciamento Corte di Cassazione di Sofia su Provvedimento dell'Autorità di regolazione del settore energia (EWRC) relativa all'introduzione di cap sull'energia incentivabile**

La Corte di Cassazione di Sofia, con pronunciamento del 28 gennaio 2019, ha definito illegittimo il provvedimento SP-1 di EWRC del 31 luglio 2015. Il provvedimento SP-1 aveva modificato l'impianto normativo esistente introducendo, anche con effetto retroattivo, delle soglie massime alla quantità di energia incentivabile per gli impianti eolici. Il 28 marzo 2019 EWRC, con il provvedimento SP-5, ha reintrodotta le disposizioni annullate dalla pronuncia della Corte di Cassazione, disponendo che il provvedimento SP-5 sia efficace con decorrenza retroattiva al 31 luglio 2015. A seguito del sopracitato provvedimento SP-5, il Gruppo ha presentato ricorso nelle sedi opportune.

Romania

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

Alla fine del mese di dicembre 2018, il Governo ha approvato un'ordinanza contenente misure fiscali e di bilancio con effetti sui settori dell'energia elettrica, del gas e delle telecomunicazioni. In particolare, per i produttori di energia elettrica, è stato previsto l'incremento del contributo pagato annualmente all'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) determinato per il 2019 nel 2% dei ricavi dell'anno precedente, contro lo 0,1% previsto per il 2018. Con la Decisione n. 18 del 25 febbraio 2019, ANRE ha inoltre chiarito che i ricavi derivanti dalla vendita di "certificati verdi" non rientrano nella base imponibile ai fini del calcolo del contributo annuale.

- **Modifica normativa fiscale per impianti eolici**

Il 3 dicembre 2018 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la modifica della normativa fiscale che prevede l'inclusione del valore della torre degli aerogeneratori nella base imponibile per la Local Building Tax; in precedenza erano considerate ai fini del calcolo dell'imposta le sole fondazioni.

Non si segnalano impatti significativi per il Gruppo.

UK

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

Lo scorso 15 novembre 2018 la Corte di Giustizia Europea ha annullato il provvedimento con cui nel 2014 la Commissione Europea ha dichiarato la compatibilità del meccanismo di remunerazione della capacità con la disciplina europea degli Aiuti di Stato. La conseguenza immediata della sentenza è stata il rinvio sine die delle prossime aste e il blocco di tutti i pagamenti previsti dalle aste precedenti. Nelle more dello svolgimento della nuova Procedura di verifica della Commissione Europea, il Dipartimento per l'Energia del Governo Britannico, con provvedimento del 10 aprile, ha emanato disposizioni per il riavvio dell'asta di approvvigionamento della capacità T-1 2018 (consegna da ottobre 2019), che avrebbe dovuto tenersi al termine del 2018. I risultati dell'asta sono specificamente condizionati al rispetto della normativa sugli Aiuti di Stato.

Repubblica d'Irlanda e Irlanda del Nord

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

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

- **Capacity Market**

Il 29 giugno 2018 i Gestori di Rete della Repubblica d'Irlanda e Irlanda del Nord hanno pubblicato il bando per la partecipazione all'asta T-4 per approvvigionamento di capacità esistente e nuova per gli anni 2022-2023. Per capacità di nuova costruzione è prevista la possibilità di aggiudicarsi contratti della durata massima di 10 anni. L'asta, la cui fase di registrazione si è chiusa il 25 ottobre, si è regolarmente conclusa il 28 marzo scorso con un volume assegnato di 7.412 MW ed un clearing price di 46.150 Euro/MW/anno.

SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, in incremento di 51,4 MW a seguito dell'acquisizione nel mese di gennaio 2019 di due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio, che si sono aggiunti ai 31 impianti fotovoltaici acquisiti nel 2018, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia e all'impianto di ISAB Energy Solare S.r.l., società già del Gruppo (capacità installata inferiore ad 1 MW e produzione annua di circa 1 GWh, attraverso pannelli solari installati in Sicilia presso il sito IGCC ISAB di Priolo).

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
38	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	15	6
32	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	13	5
(24)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(10)	(5)
8	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	3	0
345	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	220	346
84%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	86%	80%
130	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	44	21

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

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

Nel primo trimestre 2019 le produzioni sono risultate pari a circa 44 GWh di cui 16 GWh relativi ai neo acquisiti impianti; il load factor complessivo è stato pari al 14% (11% nel primo trimestre 2018). I ricavi del primo trimestre 2019 sono stati pari complessivamente a 15 milioni, di cui 12 milioni relativi a ricavi da conto energia e 2 milioni a ricavi da vendita di energia. Nel primo trimestre 2019 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 327 Euro/MWh, di cui 277 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 52 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo trimestre 2019 è stato pari complessivamente a 13 milioni, di cui 15 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 2 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del primo trimestre 2019 è risultato complessivamente pari al 86%.

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2019 si riferiscono all'acquisizione di 2 impianti fotovoltaici, ubicati a Montalto di Castro (Lazio), con una capacità installata di 51,4 MW ed una produzione stimata annua di circa 96 GWh, che beneficino degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'enterprise value dell'operazione è stato pari a circa 221 milioni di Euro.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

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

IDROELETTRICO

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

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,9 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,5 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi vitali.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
194	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	32	44
146	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	23	35
(58)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(14)	(15)
88	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	9	20
7	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	0
75%	EBITDA Margin %	72%	80%
1.740	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	301	469

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

Nel primo trimestre 2019 i ricavi, pari a 32 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 19 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 12 milioni oltre a ricavi da MSD per circa 1 milione.

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

Il margine operativo lordo del primo trimestre 2019 è risultato pari a 23 milioni (35 milioni nel primo trimestre 2018), in diminuzione di 12 milioni, principalmente a causa della ridotta idraulicità.

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, che beneficia della modulazione degli impianti, sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore unitario inferiore a quello del 2018 di 99 Euro/MWh e pari a circa 92 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel primo trimestre 2019 pari rispettivamente a 301 GWh, hanno comunque 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 108 Euro/MWh superiore ai 94 Euro/MWh nel primo trimestre 2018.

L'EBITDA margin del primo trimestre 2019 è risultato complessivamente pari al 72%, in diminuzione rispetto all'80% del primo trimestre 2018.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 26% (41% nel primo trimestre 2018), ha risentito della ridotta idraulicità riscontrata.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 525, 525 e 129 metri s.l.m., in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 (rispettivamente 522, 518 e 124 metri s.l.m.).

Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a circa 1 milione, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Nulla da segnalare nel periodo.

- **Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi"**

Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico.

TERMOELETTRICO

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

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno		1° trimestre	
2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
405	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	106	101
53	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	17	18
(31)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(7)	(8)
22	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	10	11
8	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	2
13%	EBITDA Margin %	16%	18%
2.151	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	618	527

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

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti Interne di Utente (RIU), la totalità della produzione di energia elettrica di ERG Power è destinata al mercato catturando il prezzo zonale Sicilia, mentre l'energia elettrica destinata alla copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo che rientra dal 2018 nella normativa RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso al Prezzo Unico Nazionale.

Nel corso del **primo trimestre 2019** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 618 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (527 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, per effetto della progressiva crescita dei prezzi della CO₂ riflessi nei prezzi di vendita. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 313 migliaia di tonnellate, in forte incremento rispetto alle 170 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018.

Il margine operativo lordo adjusted del **primo trimestre 2019** è risultato pari a 17 milioni (18 milioni nell'analogo periodo del 2018), sostanzialmente in linea nonostante il minor contributo al risultato dell'anno in corso dei Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, che nel 2018 aveva beneficiato per circa 3 milioni della rivalutazione dei Titoli maturati nell'anno precedente, grazie principalmente ai maggiori volumi di Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel periodo (122 migliaia di Titoli rispetto ai 103 migliaia del corrispondente del 2018), oltre che al controllo dei costi operativi.

Investimenti

Gli investimenti del primo trimestre 2019 (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

- **Unità essenziali ex D.L. 91/2014**

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

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

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

Con riferimento alla richiesta di reintegrazione dei costi relativa al periodo 1° gennaio 2016 - 27 maggio 2016, l'ARERA ha previsto con la Delibera 841 del 5 dicembre 2017 il riconoscimento di un acconto straordinario. Successivamente, con Delibera n. 48 del 12 febbraio 2019, l'ARERA ha effettuato la quantificazione del valore di conguaglio, pari a 4,7 milioni, relativo alla reintegrazione dei costi del 2016, il valore determinato è risultato leggermente superiore a quanto già contabilizzato. Il pagamento del conguaglio è stato finalizzato a favore della società ERG Power Generation S.p.A. in data 28 febbraio 2019.

INCENTIVE FRAMEWORK

INCENTIVI SETTORE EOLICO

Italia

- **Impianti entrati in esercizio prima del 2013:** feed-in premium (FIP) pari a $(180 \text{ Euro/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$ 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).
- Dal 2018 a giugno 2020 **le cooperative** possono partecipare alle aste solo se in possesso del titolo autorizzativo come gli altri produttori eolici.

Francia

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

Bulgaria

- Tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni (impianto di Hrabrovo) o 15 anni (impianto di Tcherga). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate.
Dal 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico.

Polonia

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

Romania

- Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:
 - a) periodo di recupero dei "certificati verdi" (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
 - b) il periodo di validità dei CV è previsto fino al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi).
- Il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 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 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale.

INCENTIVI SETTORE SOLARE

Italia

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di Euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di Euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di Euro.
- Le disposizioni contenute nel D.M. 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") hanno previsto, entro novembre 2014, l'obbligo per i produttori di scegliere tra varie modalità di rimodulazione degli incentivi:
 - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.

IDROELETTRICO

Italia

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

TERMOELETTRICO (Cogenerazione)

Italia

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

PROSPETTI CONTABILI

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, come già indicato nelle Premesse, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 16 e degli special items.

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

(Milioni di Euro)		1° trimestre	
		2019	2018
Ricavi	1	296,5	284,4
Altri proventi	2	3,0	2,8
RICAVI TOTALI		299,4	287,1
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(78,1)	(69,3)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(41,9)	(40,7)
Costi del lavoro		(15,8)	(14,6)
MARGINE OPERATIVO LORDO		163,7	162,5
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(71,9)	(68,6)
Risultato operativo netto		91,8	93,9
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(17,6)	(18,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	7	0,0	0,0
Risultato prima delle imposte		74,3	75,9
Imposte sul reddito	8	(20,3)	(19,5)
Risultato d'esercizio		53,9	56,4
Risultato di azionisti terzi		0,1	(0,1)
Risultato netto di Gruppo		54,0	56,3

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e da impianti solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo e a clienti tramite contratti bilaterali. In particolare, l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Si segnalano infine le vendite di altre utilities e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo;
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione, delle centrali idroelettriche e degli impianti solari.

I ricavi del **primo trimestre 2019** sono pari a 296 milioni in aumento rispetto ai 284 milioni del 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+10 milioni) del **settore Eolico** a seguito di maggiori produzioni sia in Italia che all'estero (complessivamente 144 milioni verso 133 milioni);
- l'incremento del **settore Solare** (+9 milioni), a seguito dell'ulteriore crescita nel settore dovuta all'acquisizione di due impianti fotovoltaici di capacità installata pari a 51,4 MW (15 milioni verso 6 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in diminuzione rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-12 milioni) a seguito della ridotta idraulicità del periodo (32 milioni verso 44 milioni);
- l'incremento (+5 milioni) del **settore Termoelettrico** (106 milioni verso 101 milioni).

2 - Altri proventi

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

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas e CO₂, 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.

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 agli impianti solari.

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione di nuovi impianti fotovoltaici ad inizio 2019 ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia nel corso del secondo semestre 2018 in parte compensati dal venire meno degli ammortamenti del parco eolico di Brockaghboy in UK.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo trimestre 2019 sono stati pari a 18 milioni, in linea rispetto al 2018.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2018 si è attestato al 3,1% rispetto al 3,2% del primo trimestre

2018. La remunerazione della liquidità investita è stata superiore rispetto a quella del 2018 a seguito dell'andamento dei tassi di interesse.

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

Si precisa infine che nel primo trimestre 2019 gli oneri finanziari netti adjusted non includono le seguenti componenti negative (special items):

- oneri finanziari (-1 milione), legati all'effetto reversal rilevato in applicazione dell'IFRS 9 e relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti;
- oneri finanziari (-2 milioni) relativi al prepayment di un finanziamento Corporate avvenuto nel primo trimestre 2019.

7 - Proventi (oneri) da partecipazioni netti

Si ricorda che nel corso del primo trimestre 2018 il Gruppo ha ceduto la partecipazione in Brockaghboy Windfarm Ltd. realizzando una plusvalenza pari a 27 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione sono state considerate special items e pertanto non sono riflesse nella riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti" del Conto Economico adjusted del primo trimestre 2018.

8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo trimestre 2019 sono risultati pari a 20 milioni (19 milioni nel primo trimestre 2018). Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 27% (26% nel primo trimestre 2018). L'incremento del tax rate è principalmente riconducibile all'abrogazione, da parte della Legge di Bilancio 2019, dell'ACE (Aiuto alla Crescita Economica) a decorrere dal 1° gennaio 2019.

SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

Lo Stato Patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance. Di seguito è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato adjusted che non include, al 31 marzo 2019, gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a 65 milioni sull'indebitamento finanziario netto con contropartita di pari importo sul Capitale investito netto.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

31/03/2018	(Milioni di Euro)		31/03/2019	31/12/2018
3.322,6	Capitale immobilizzato	1	3.470,2	3.273,6
196,9	Capitale circolante operativo netto	2	255,9	179,3
(6,4)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5,8)	(5,8)
318,8	Altre attività	3	318,6	291,7
(634,9)	Altre passività	4	(627,6)	(567,0)
3.197,0	Capitale investito netto		3.411,3	3.171,8
1.966,7	Patrimonio netto di Gruppo		1.878,9	1.828,8
1,2	Patrimonio netto di terzi	5	18,2	0,0
1.229,1	Indebitamento finanziario netto	6	1.514,2	1.343,0
3.197,0	Mezzi propri e debiti finanziari		3.411,3	3.171,8
38%	Leva finanziaria		44%	42%

1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2018	930,8	2.288,3	54,5	3.273,6
Investimenti	0,6	12,3	0,0	12,9
Variazioni area di consolidamento	128,0	129,4	0,0	257,4
Disinvestimenti e altre variazioni	0,4	(2,1)	(0,2)	(1,9)
Ammortamenti	(15,2)	(56,7)	0,0	(71,9)
Capitale immobilizzato al 31/03/2019	1.044,6	2.371,3	54,3	3.470,2

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia consolidati integralmente.

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

I valori al 31 marzo 2019 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 65 milioni¹⁰.

¹⁰ Al netto di quanto già iscritto nelle Altre attività a titolo di anticipi su canoni di locazione.

2 - Capitale circolante operativo netto

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

3 - Altre attività

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

4 - Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri.

L'incremento è legato principalmente allo stanziamento della passività fiscale differita rilevata nell'ambito dell'esercizio di purchase price allocation relativo alla già commentata business combination "ERG Solar Montalto".

5 - Patrimonio Netto di terzi

L'incremento delle minorities nel primo trimestre 2019 è legato alla già commentata acquisizione della partecipazione non totalitaria (78,5%) di Perseo S.r.l. (business combination "ERG Solar Montalto").

6 - Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

31/03/2018	(Milioni di Euro)	31/03/2019	31/12/2018
1.939,9	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.482,6	1.832,2
(710,8)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31,6	(489,2)
1.229,1	Totale	1.514,2	1.343,0

Emission Bond e operazioni di refinancing

Il 4 aprile 2019 ERG ha completato il collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del proprio Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). L'emissione ha assunto la forma del Green Bond, destinato a finanziare o rifinanziare progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili, eolica e solare del Gruppo ERG.

L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a oltre 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose aree geografiche, significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, pagano una cedola lorda annua al tasso fisso

dell'1,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,674% del valore nominale.

ERG S.p.A. da dicembre 2018 dispone di un public rating da parte dell'agenzia di rating Fitch Ratings pari a BBB- anche l'emissione ha beneficiato del rating BBB- da parte di Fitch Ratings.

Grazie alla liquidità derivante dall'emissione del bond, dai proventi derivanti da un finanziamento corporate bilaterale a 5 anni sottoscritto con Commerzbank e dalla liquidità disponibile generata dal Gruppo ERG, nella prima parte del secondo trimestre 2019 Il Gruppo ha proceduto al rimborso anticipato dei seguenti finanziamenti:

- finanziamento in capo alla società ERG Wind Investments Ltd. il cui valore residuo nominale al 31 marzo 2019 era pari a 460 milioni¹¹. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a 53 milioni;
- finanziamento in capo alla società ERG Power S.r.l. il cui valore residuo nominale al 31 marzo 2019 era pari a 49 milioni. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a 2 milioni.

In considerazione di quanto sopra i suddetti project financing e relativi strumenti di copertura sono stati riclassificati, nel presente Resoconto, nell'Indebitamento finanziario netto a breve termine.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG ed il rimborso dei suddetti project financings s'inquadra nella strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria del Gruppo da Project a Corporate Financing e permette di ri-bilanciare il peso del debito corporate, che diviene prevalente, nei confronti del debito project financing.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

31/03/2018	(Milioni di Euro)	31/03/2019	31/12/2018
671,0	Debiti verso banche a medio-lungo termine	623,3	794,0
(119,4)	Quota corrente mutui e finanziamenti	(54,1)	(162,0)
205,8	Debiti finanziari a medio-lungo termine	159,4	204,8
757,4	Totale	728,6	836,8
1.364,5	Totale Project Financing	1.327,2	1.177,6
(146,0)	Quota corrente Project Financing	(573,2)	(146,2)
1.218,5	Project Financing a medio-lungo termine	754,0	1.031,4
(36,0)	Crediti finanziari a lungo termine	0,0	(36,1)
1.939,9	TOTALE	1.482,6	1.832,2

- I **"Debiti verso banche a medio-lungo termine"** al 31 marzo 2019 sono pari a 623 milioni di Euro (794 milioni al 31 dicembre 2018) e si riferiscono a:
 - 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

¹¹ Il valore netto contabile è pari a 417 milioni, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 44 milioni di Euro.

acquisition loan sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);

- un corporate loan con Mediocredito (66 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite a inizio anno;
- due Environmental, Social e Governance senior loan ("ESG Loans") con BNL (120 milioni) sottoscritto nel quarto trimestre 2018, e con Credit Agricole (120 milioni), sottoscritto nel primo trimestre 2019, con l'obiettivo di supportare l'ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche.

Si precisa che nel primo trimestre 2019 è stato inoltre rimborsato anticipatamente un corporate acquisition loan di 291 milioni di Euro sottoscritto nel 2015 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.

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

- La **quota corrente mutui e finanziamenti** (54 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.
- I "**Debiti finanziari a medio-lungo termine**", pari a 160 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:
 - passività nette derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 43 milioni (88 milioni al 31 dicembre 2018). Si precisa che è stato riclassificato nelle passività finanziarie a breve termine l'impatto del fair value dello strumento derivato correlato al finanziamento ERG Wind, chiuso anticipatamente nel mese di aprile 2019;
 - passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni¹²) effettuato nel 2017, finalizzato al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia;
 - passività correlata a componente differita (12 milioni) del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (5 milioni).
- I debiti per "**Totale Project Financing**" (1.327 milioni al 31 marzo 2019) sono relativi a:
 - finanziamenti per 49 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT;
 - finanziamenti per 302 milioni di Euro relativi alle società acquisite da Soles Montalto nel corso del primo trimestre, alle società acquisite nel 2018 dal gruppo ForVei (Solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;

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

- finanziamenti per 976 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 44 milioni di Euro. In merito all'acquisizione di ERG Wind si ricorda che in applicazione dell'IFRS 3 la passività finanziaria relativa al project financing è stata rilevata, in sede di purchase price allocation, al fair value. Tale fair value risultava inferiore rispetto al valore nominale in considerazione delle condizioni di stipula più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione. La differenza tra il fair value positivo della passività e il suo valore nominale è conseguentemente gestita attraverso il metodo del costo ammortizzato lungo il periodo di durata del finanziamento.

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

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 31 marzo 2019 risulta essere pari a 10 milioni.

Si ricorda che nel Conto Economico adjusted sono isolati come special items i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

Nel corso del primo trimestre è stata incassata anticipamente la componente del corrispettivo di cessione di TotalErg ad api S.p.A pari al valore nominale di 36 milioni.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

31/03/2018	(Milioni di Euro)	31/03/2019	31/12/2018
42,2	Debiti verso banche a breve termine	20,1	20,1
119,4	Quota corrente mutui e finanziamenti	54,1	162,0
2,4	Altri debiti finanziari a breve termine	57,1	3,9
164,1	Passività finanziarie a breve termine	131,3	185,9
(650,4)	Disponibilità liquide	(410,8)	(611,4)
(145,7)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(39,3)	(47,1)
(796,1)	Attività finanziarie a breve termine	(450,0)	(658,5)
146,0	Project Financing a breve termine	573,2	146,2
(224,8)	Disponibilità liquide	(222,9)	(162,8)
(78,8)	Project Financing	350,3	(16,6)
(710,8)	TOTALE	31,6	(489,2)

La quota corrente dei mutui e finanziamenti è correlato alle scadenze previste dai piani di ammortamento dei finanziamenti Corporate.

Gli altri debiti finanziari a breve termine includono le passività nette derivanti dalla valutazione al fair value dello strumento derivato a copertura dei tassi di interesse per 55 milioni sul finanziamento ERG Wind, chiuso anticipatamente nel mese di aprile 2019.

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

L'importo delle disponibilità liquide è diminuito nel corso del primo trimestre 2019 per le acquisizioni di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH.

La quota corrente dei project financing include i finanziamenti chiusi dal Gruppo nel corso del secondo trimestre 2019.

Flussi finanziari

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

Anno 2018	(Milioni di Euro)	1° trimestre	
		2019	2018
490,6	Margine operativo lordo adjusted	163,7	162,5
(114,0)	Variazione capitale circolante	(85,1)	(64,6)
376,6	Cash Flow Operativo	78,6	97,9
(60,2)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(12,9)	(8,1)
(449,4)	Acquisizioni di aziende (business combination)	(219,6)	(357,3)
-	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	(1,7)
179,5	Cessione partecipazione TotalErg	-	179,5
105,7	Cessione net assets Brockaghboy	-	105,8
(0,2)	Disinvestimenti e altre variazioni	0,5	(1,3)
(224,5)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(232,1)	(83,1)
(69,7)	Proventi (oneri) finanziari	(17,6)	(18,1)
(0,1)	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,0	0,0
(69,8)	Cash Flow da gestione finanziaria	(17,6)	(18,0)
(20,5)	Cash Flow da gestione Fiscale	-	-
(171,1)	Distribuzione dividendi	-	-
1,4	Altri movimenti di patrimonio netto	(0,2)	8,9
(169,7)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(0,2)	8,9
(2,4)	Variazione area di consolidamento	-	(2,2)
1.232,7	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.343,0	1.232,7
110,3	Variazione netta	171,2	(3,6)
1.343,0	Indebitamento finanziario netto finale	1.514,2	1.229,1

Il **Cash Flow operativo** del **primo trimestre 2019** è positivo per 79 milioni, in diminuzione di 19 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante relative alle modalità di pagamento degli incentivi in un contesto di maggiori produzioni Eoliche in Italia nonché dinamiche puntuali legate all'avvio di parchi eolici in Francia.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo trimestre 2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW da Soles Montalto GmbH (220 milioni), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (13 milioni).

Il **cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo.

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.514 milioni**, in aumento (171 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette l'impatto derivante dall'ulteriore crescita nel settore solare a seguito dell'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni) e dagli investimenti del periodo (13 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (62 milioni).

CONSOLIDAMENTO SOLARE

In data 12 febbraio 2019 ERG ha perfezionato l'accordo con Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM - asset manager europeo nel settore rinnovabile -, per rilevare il 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici ubicati a con capacità installata complessiva di 51,4 MW.

L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 221 milioni di Euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 97 milioni di Euro ed alla posizione finanziaria netta della Target stimata al 31.12.2018 pari a 124 milioni di Euro.

In occasione del presente Resoconto si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation provvisoria 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 2019.

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. La valutazione è stata effettuata sul 100% delle attività identificabili: i maggior valori individuati sono stati attribuiti per la relativa quota alle minoranze.

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'operazione e il fair value delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad Avviamento (29 milioni).

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo è pari a 220 milioni e si riferisce al corrispettivo di acquisizione (96 milioni) e alla posizione finanziaria netta delle società acquisite.

Di seguito si riportano gli impatti relativi al Consolidamento Solare:

(Milioni di Euro)	Consolidamento Solare
Capitale immobilizzato	257,4
Capitale circolante operativo netto	5,0
Fondi per benefici ai dipendenti	-
Altre attività	5,6
Altre passività	(30,2)
Capitale investito netto	237,9
Patrimonio netto di Gruppo	-
Patrimonio netto di terzi	18,3
Indebitamento finanziario netto	219,6
Mezzi propri e debiti finanziari	237,9

IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019 il Gruppo applica il Principio IFRS 16.

Il nuovo principio introduce un unico modello di contabilizzazione dei leasing nel bilancio dei locatari secondo cui il locatario rileva un'attività che rappresenta il diritto di utilizzo del bene sottostante e una passività che riflette l'obbligazione per il pagamento dei canoni di locazione. Sono previste delle esenzioni all'applicazione dell'IFRS 16 per i leasing a breve termine e per quelli di attività di modesto valore. Le modalità di contabilizzazione per il locatore restano simili a quelle previste dal principio attualmente in vigore, ossia il locatore continua a classificare i leasing come operativi o finanziari. L'IFRS 16 sostituisce le attuali disposizioni in materia di leasing, compresi lo IAS 17 Leasing, l'IFRIC 4 Determinare se un accordo contiene un leasing, il SIC-15 Leasing operativo-Incentivi e il SIC-27 La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing.

Il Gruppo ha applicato l'IFRS 16 dalla data di prima applicazione (ossia il 1° gennaio 2019) utilizzando il metodo retroattivo modificato. Pertanto, l'effetto cumulativo dell'adozione dell'IFRS 16 è stato rilevato a rettifica del saldo di apertura al 1° gennaio 2019, senza rideterminare le informazioni comparative.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing operativi e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo Principio ha modificato la natura e la rappresentazione a Conto Economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 1,8 milioni nel primo trimestre 2019;
- l'incremento (65 milioni al 31 marzo 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (1,5 milioni) e maggiori oneri finanziari (0,8 milioni) legati all'applicazione del metodo patrimoniale di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto.

In considerazione di quanto sopra, al fine di rappresentare la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel Conto Economico adjusted, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi ed in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi.

Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto adjusted ed il capitale investito netto adjusted sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione "Indicatori alternativi di performance".

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Definizioni

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

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

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

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

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

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

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;

- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal Resoconto intermedio al 31 marzo 2018 comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A;
- il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- l'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione CONSOB 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati. Fino al 31 dicembre 2018 l'indicatore comprendeva inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg;
- l'**indebitamento finanziario netto adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16;
- la **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted;
- gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
 - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
 - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
 - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
 - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2018	Nota	1° trimestre		
		2019	2018	
479,6		163,2	159,2	
3,3	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	0,0	3,3
482,9	Margine operativo lordo	163,2	162,5	
	Esclusione Special Items ed impatto IFRS 16:			
	Corporate			
2,7	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	2,3	-
-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,2)	-
5,1	- Storno oneri ERG80	4	-	-
	Termoelettrico			
-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,2)	-
	Idroelettrico			
-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,0)	-
	Solare			
-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,1)	-
	Eolico			
-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(1,3)	-
490,6	Margine operativo lordo adjusted	163,7	162,5	

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2018	Nota	1° trimestre		
		2019	2018	
(274,1)	Ammortamenti attività continue	(73,3)	(67,9)	
(0,7)	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	-	(0,7)
(274,8)	Ammortamenti e svalutazioni	(73,3)	(68,6)	
	<i>Esclusione Special items</i>			
0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	1,5	-
(274,8)	Ammortamenti adjusted	(71,9)	(68,6)	

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2018	Nota	1° trimestre	
		2019	2018
132,6	Risultato netto di Gruppo	49,2	84,9
Esclusione Special items ed impatto IFRS 16			
0,0	<i>Esclusione impatto IFRS 16</i>	0,3	-
0,0	<i>Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate</i>	1,6	-
2,2	<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	2,2	-
4,4	<i>Esclusione Oneri ERG80</i>	0,0	-
(26,4)	<i>Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK</i>	0,0	(26,5)
(6,0)	<i>Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9</i>	0,6	(2,3)
107,0	Risultato netto di Gruppo adjusted	54,0	56,3

- 1 I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati assoggettati a quanto richiesto dall'IFRS 5.
Nel presente Resoconto, per agevolare la comprensione dei dati comparativi, si è ritenuto opportuno esporre e commentare nell'attività ordinaria, i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018 - 7 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione sulla Gestione del Bilancio 2018.
- 2 Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente e oneri capitalizzati su partecipazioni gestiti come oneri accessori su Consolidato di Gruppo a seguito dell'acquisizione di due impianti fotovoltaici nel corso del primo trimestre 2019.
- 3 Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- 4 Oneri correlati alla celebrazione degli 80 anni del Gruppo ERG avvenuta nel quarto trimestre 2018.
- 5 Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate nell'ambito di un processo di rifinanziamento di alcune linee di credito in capo a ERG S.p.A.
- 6 Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel primo trimestre 2019 di un onere finanziario netto per circa 1 milione. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

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

CONTO ECONOMICO 1° TRIMESTRE 2019	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Storno Special items	Conto economico adjusted
(Milioni di Euro)				
Ricavi	296,5	–	–	296,5
Altri proventi	3,0	–	–	3,0
Ricavi totali	299,4	–	–	299,4
Costi per acquisti	(78,8)	–	–	(78,8)
Variazioni delle rimanenze	0,7	–	–	0,7
Costi per servizi e altri costi operativi	(42,3)	(1,8)	2,3	(41,9)
Costi del lavoro	(15,8)	–	–	(15,8)
Margine operativo lordo	163,2	(1,8)	2,3	163,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(73,3)	1,5	–	(71,9)
Risultato operativo	89,9	(0,4)	2,3	91,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(21,3)	0,8	2,9	(17,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	–	–	0,0
Risultato prima delle imposte	68,6	0,4	5,2	74,3
Imposte sul reddito	(19,4)	(0,1)	(0,8)	(20,3)
Risultato netto attività continue	49,2	0,3	4,4	53,9
Risultato netto attività cedute	–	–	–	–
Risultato netto di periodo	49,2	0,3	4,4	53,9
Risultato di azionisti terzi	0,1	–	–	0,1
Risultato netto di competenza del Gruppo	49,2	0,3	4,4	54,0

CONTO ECONOMICO 1° TRIMESTRE 2018	Schemi di bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno Special items	Conto economico adjusted
(Milioni di Euro)				
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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 MARZO 2019

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.044,6	-	1.044,6
Immobilizzazioni materiali	2.440,1	(68,8)	2.371,3
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,3	-	54,3
Capitale immobilizzato	3.539,0	(68,8)	3.470,2
Rimanenze	22,2	-	22,2
Crediti commerciali	311,8	-	311,8
Debiti commerciali	(76,8)	-	(76,8)
Debiti verso erario per accise	(1,3)	-	(1,3)
Capitale circolante operativo netto	255,9	-	255,9
Trattamento di fine rapporto	(5,8)	-	(5,8)
Altre attività	315,0	3,6	318,6
Altre passività	(627,6)	-	(627,6)
Capitale investito netto	3.476,5	(65,2)	3.411,3
Patrimonio netto Gruppo	1.878,6	0,3	1.878,9
Patrimonio netto di terzi	18,2	-	18,2
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.543,9	(61,3)	1.482,6
Indebitamento finanziario netto a breve termine	35,8	(4,2)	31,6
Mezzi propri e debiti finanziari	3.476,5	(65,2)	3.411,3

(Migliaia di Euro)	REPORTED						ADJUSTED				
	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Trattamento di fine rapporto	Altre attività	Altre passività	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto	Rettifica IFRS 16	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Attività immateriali	867,0	867,0					867,0			867,0	
Avviamento	177,6	177,6					177,6			177,6	
Immobili, impianti e macchinari	2.371,3	2.371,3					2.371,3			2.371,3	
Diritto di utilizzo beni in leasing	68,8	68,8					68,8	(68,8)		-	
Partecipazioni	14,0	14,0					14,0			14,0	
Altre attività finanziarie non correnti	40,3	40,3					40,3			40,3	
Attività per imposte differite	130,6				130,6		130,6			130,6	
Altre attività non correnti	42,1				42,1		42,1			42,1	
Attività non correnti	3.711,8										
Rimanenze	22,2		22,2				22,2			22,2	
Crediti commerciali	311,8		311,8				311,8			311,8	
Altri crediti e attività correnti	142,2				142,2		142,2	3,6		145,8	
Attività finanziarie correnti	41,1							(41,1)			(41,1)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	633,6							(633,6)			(633,6)
Attività correnti	1.150,9										
Attività operative cessate	-										
TOTALE ATTIVITÀ	4.862,7										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.878,6							0,3			
Partecipazioni di terzi	18,2							-			
Patrimonio Netto	1.896,8										
Fondi per benefici ai dipendenti	5,8			(5,8)			(5,8)				(5,8)
Passività per imposte differite	314,7						(314,7)				(314,7)
Altri fondi non correnti	143,9						(143,9)				(143,9)
Passività finanziarie non correnti	1.482,6							1.482,6			1.482,6
Passività per beni in leasing (lungo termine)	61,3							61,3	(61,3)		-
Altre passività non correnti	35,3						(35,3)				(35,3)
Passività non correnti	2.043,5										
Altri fondi correnti	47,9						(47,9)				(47,9)
Debiti commerciali	76,8		(76,8)				(76,8)				(76,8)
Passività finanziarie correnti	706,3							706,3			706,3
Passività per beni in leasing (breve termine)	4,2							4,2	(4,2)		-
Altre passività correnti	87,2		(1,3)				(85,9)				(87,2)
Passività correnti	922,4										
Passività operative cessate	-										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.862,7										
Stato patrimoniale riclassificato	3.539,0	255,9	(5,8)	315,0	(627,6)	3.476,5	1.579,7			3.411,3	1.514,2

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
4 aprile 2019	Corporate	Collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da 1 miliardo di Euro.	Comunicato Stampa del 04.04.2019
2 maggio 2019	Eolico UK	Acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società Craiggore Energy Ltd., società di diritto nord irlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di Sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto.	Comunicato Stampa del 02.05.2019
6 maggio 2019	Eolico Francia	Perfezionato l' acquisto di sei parchi eolici in Francia con una capacità installata di 52 MW.	Comunicato Stampa del 06.05.2019

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

Eolico

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind; in particolare all'estero il risultato è previsto in crescita grazie al pieno contributo dei parchi eolici di Melier (8 MW), di Torfou (17,6 MW) e di Vallée de l'Aa (13,2 MW), entrati in esercizio nel corso del 2018, ed al contributo dei parchi recentemente acquisiti in Francia (52 MW) oltre alla prevista entrata in esercizio del parco di Linda (21,6 MW) in Germania. Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo, grazie alle buone ventosità registrate nei primi mesi dell'anno, è previsto in linea al 2018 nonostante il minor prezzo dell'incentivo, l'effetto negativo per tutto il 2019 dei 72MW usciti dal sistema incentivato nel 2018, e la progressiva uscita nel corso dell'anno di ulteriori 32MW.

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

Solare

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

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

Idroelettrico

per tale asset tenendo conto degli scarsi volumi registrati nei primi mesi dell'anno si prevedono risultati in diminuzione rispetto a quelli del 2018 che aveva beneficiato di volumi significativamente superiori rispetto alle medie storiche, oltre che per il minor prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni; la previsione di minore volume sarà accompagnata dall'azione di ottimizzazione della produzione dell'Energy Management sui mercati a pronti e dei servizi del dispacciamento.

Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in forte diminuzione rispetto ai valori eccezionalmente elevati riscontrati nel 2018.

Termoelettrico

ERG nel corso del 2019 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT anche a seguito della fermata programmata avvenuta in novembre/dicembre 2018. I margini di generazione (cosiddetto spark spread) sono attesi in miglioramento a seguito del calo del prezzo del gas e al trasferimento dei costi della CO2 sui prezzi finali di vendita. Inoltre grazie ai recuperi di efficienza operativa, all'attività di Energy Management sui mercati dell'energia e alla maggiore produzione di Certificati Bianchi (TEE) si prevede un Margine Operativo Lordo in crescita rispetto al 2018.

In sintesi, per l'esercizio 2019 a livello consolidato, si conferma la stima di un margine operativo lordo nell'intervallo compreso tra 495 e 515 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2018 (491 milioni) nonostante una previsione di minori volumi nell'Hydro, un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il minor prezzo dell'incentivo sui volumi incentivati sia nel Wind che nell'Hydro. Tali effetti vengono più che compensati dal contributo derivante dalla continua crescita della potenza installata nel Solare di 51MW, e nel Wind all'estero di 112,4MW, nonché dalla maggiore produzione di TEE e da azioni di efficienza operativa ed energy management.

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

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

Genova, 14 maggio 2019

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 2019

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Paolo Luigi Merli





ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 01024011 - 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

