



RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 30 SETTEMBRE 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 6,4 milioni nei primi nove mesi 2019;
- l'incremento (circa 73 milioni al 30 settembre 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 72 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (5,0 milioni) e maggiori oneri finanziari (2,4 milioni) legati all'applicazione del metodo 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, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio 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 la rappresentazione dei precedenti esercizi ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. Coerentemente anche l'**indebitamento finanziario netto adjusted** ed il **capitale investito netto adjusted** sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. 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 30 settembre 2019	8
Area di consolidamento integrale al 30 settembre 2019	9
Modello organizzativo	10
Variazione perimetro di business nel terzo trimestre 2019	12
ERG in Borsa	13
Fatti di rilievo avvenuti nel trimestre	15
Risultati del periodo	16
Sintesi dei risultati	16
Risultati per settore	17
Commento ai risultati del periodo	18
Risultati del periodo - Business	22
Mercato di riferimento	22
Vendite del Gruppo	24
Eolico	26
Solare	35
Idroelettrico	37
Termoelettrico	39
Incentive framework e aggiornamenti normativi del periodo	41
Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	44
Prospetti contabili	44
Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	55
Evoluzione prevedibile	63
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	63
Evoluzione prevedibile della gestione	64
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	66

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 *(non esecutivo)*⁵

SILVIA MERLO *(indipendente)*⁴

ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*⁴

MARIO PATERLINI *(indipendente)*⁴

COLLEGIO SINDACALE⁶

Presidente

ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi

LELIO FORNABAIO

FABRIZIO CAVALLI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

PAOLO LUIGI MERLI

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.⁷

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 Ad esito della nomina a Consigliere di Amministrazione (non esecutivo) della controllante San Quirico S.p.A., il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., nell'adunanza del 16 luglio 2019, pur confermandone l'autonomia di giudizio, ha ritenuto preferibile qualificare lo stesso come amministratore non indipendente ai sensi di quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

⁶ Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019.

⁷ Nominata in data in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026.

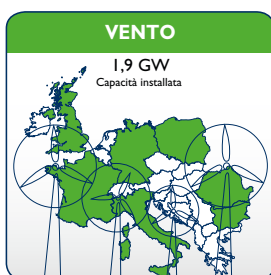
PROFILO DEL GRUPPO

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 e basso impatto ambientale.

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 di Priolo. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

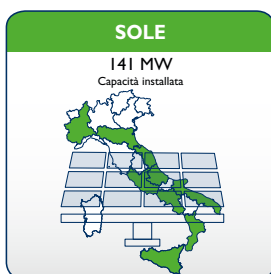
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di oltre 3.000 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

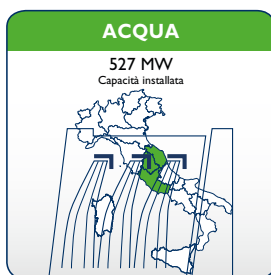
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.929 MW di potenza installata al 30 settembre 2019. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (836 MW operativi), in particolare in Francia (359 MW), Germania (272 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



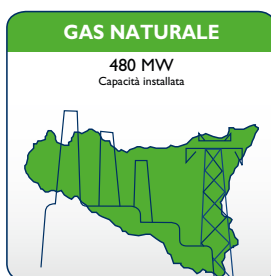
Solare

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.) e a basso impatto ambientale basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities.

AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 SETTEMBRE 2019

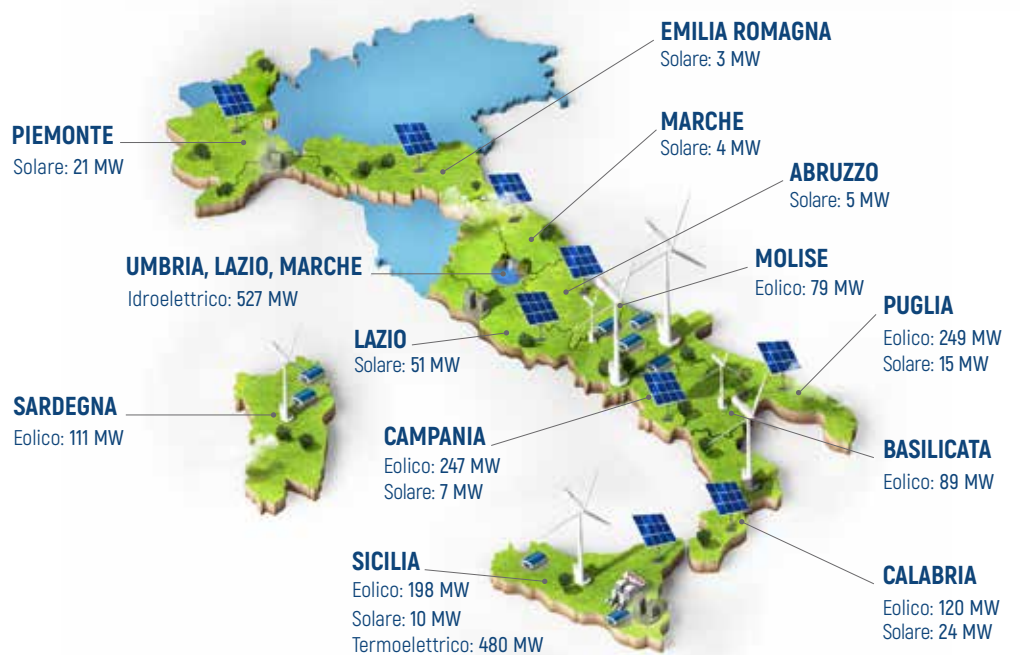
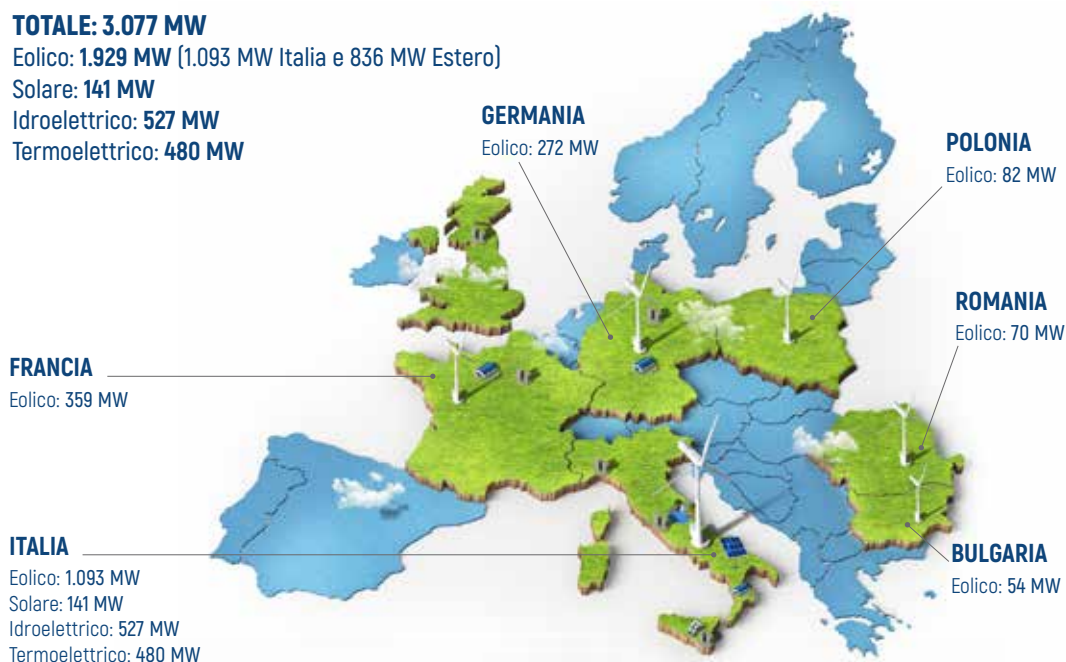
TOTALE: 3.077 MW

Eolico: 1.929 MW (1.093 MW Italia e 836 MW Estero)

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW



Parchi eolici



Impianti
fotovoltaici



Impianti
idroelettrici



Impianti
termoelettrici

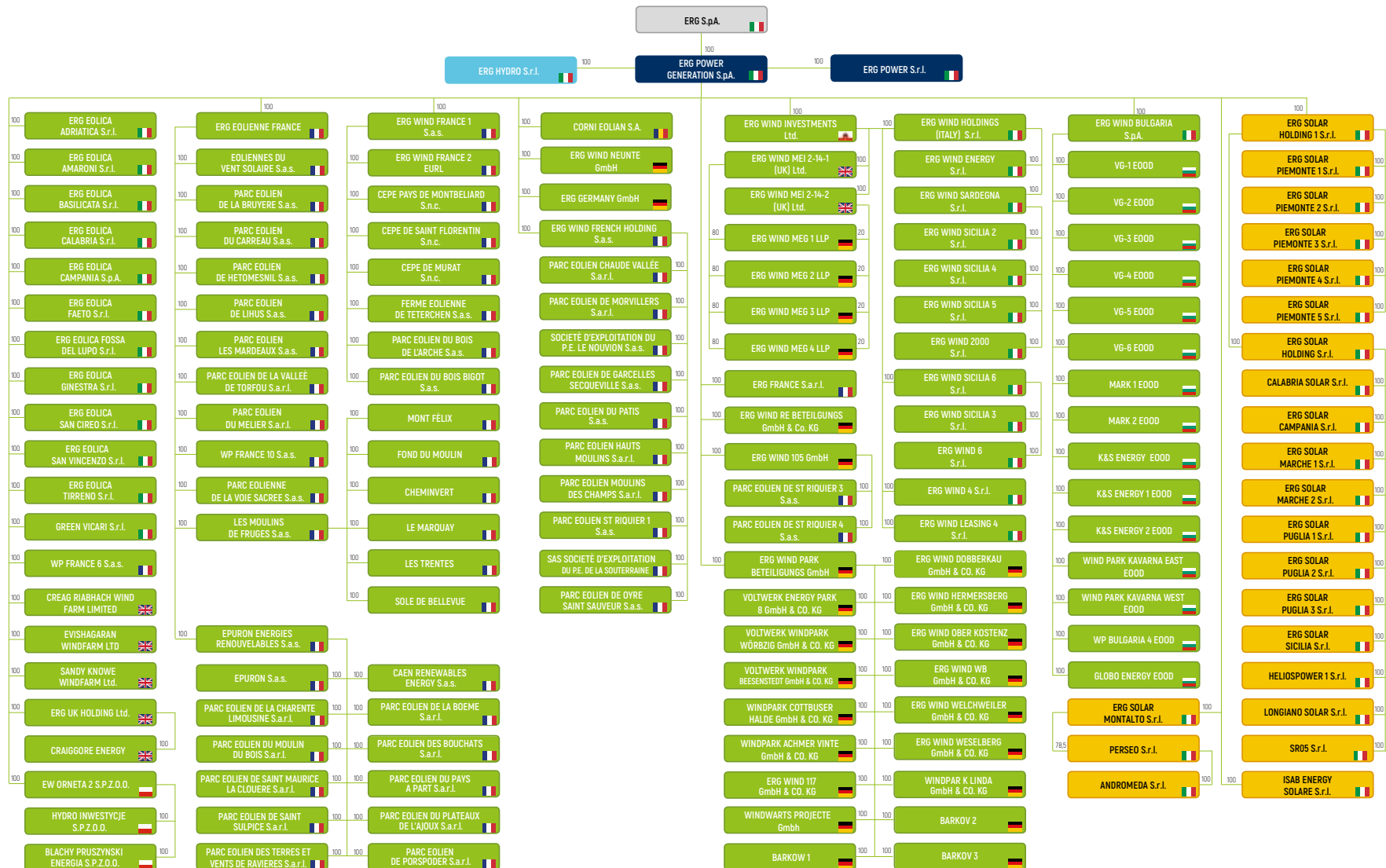


Uffici



Centri
logistici O&M

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 SETTEMBRE 2019



MODELLO ORGANIZZATIVO



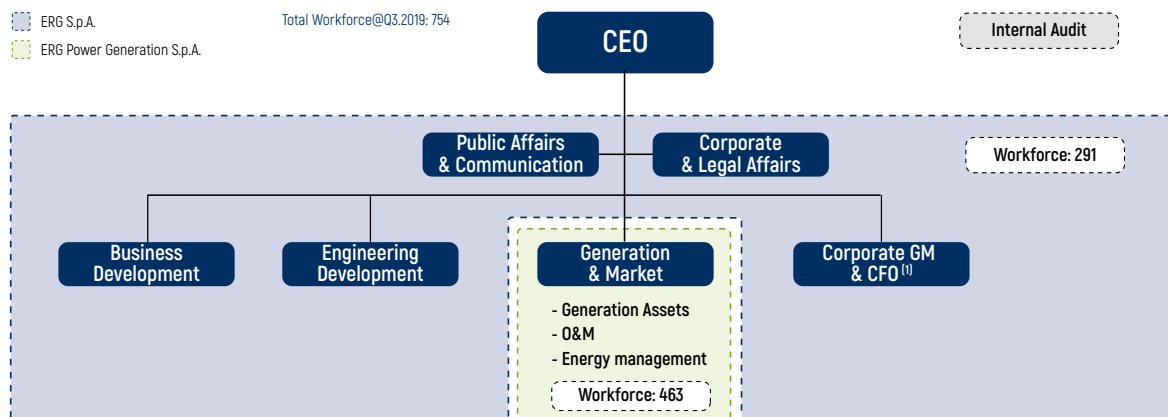
• ERG S.p.A. – Corporate – che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. A seguito dei recenti cambi organizzativi la società è organizzata nelle seguenti aree:

- Business Development
- Engineering Development
- Corporate General Manager & CFO;
- Public Affairs & Communication
- Corporate & legal Affairs

Si evidenzia che Corporate General Manager & CFO, costituita in data 2 agosto 2019 include le aree di Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, Investor Relations, Acquisti e Human Capital & ICT con l'obiettivo di far convergere in un'unica Direzione Generale le attività afferenti ai principali servizi di supporto al Business.

- 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.

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



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

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL TERZO TRIMESTRE 2019

Eolico - Germania

In data **19 agosto 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha perfezionato un accordo con una società controllata da Aquila Capital, società di investimenti tedesca, per l'acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici situati nella regione di Mecklenburg-Western Pomerania nel nord-est del paese.

I parchi, con una potenza installata complessiva di 34 MW ed equipaggiati con 11 turbine Vestas V112, sono entrati in esercizio nel 2014 ed hanno avuto negli ultimi quattro anni una produzione annua media di circa 89 GWh corrispondente ad oltre 2.600 ore equivalenti e pari a circa 67.000 t di emissioni di CO₂ evitate all'anno. I parchi beneficiano per 20 anni dalla data di entrata in esercizio di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2018, è stata pari in media a 97 Euro/MWh.

L'operazione, il cui closing è avvenuto in data **13 settembre 2019**, a seguito dell'autorizzazione dell'Antitrust in Germania, ha previsto un prezzo in termini di equity value pari a 37 milioni di Euro a cui è corrisposto un enterprise value di 84 milioni di Euro.

ERG IN BORSA

Al 30 settembre 2019 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 18,50 Euro, in crescita (+12,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2018, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+19,4%), del FTSE Mid Cap (+11,2%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+23,8%).

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 19,18 Euro (11 luglio 2019).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 settembre 2019.

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.09.19	18,50
Prezzo massimo (11.07.19) ⁽¹⁾	19,18
Prezzo minimo (25.03.19) ⁽¹⁾	15,69
Prezzo medio	17,40

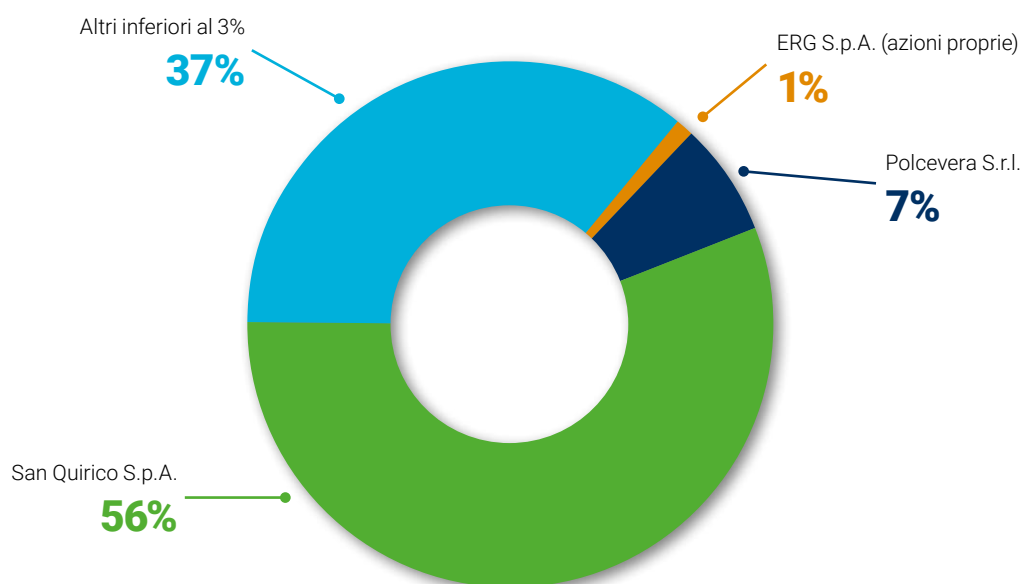
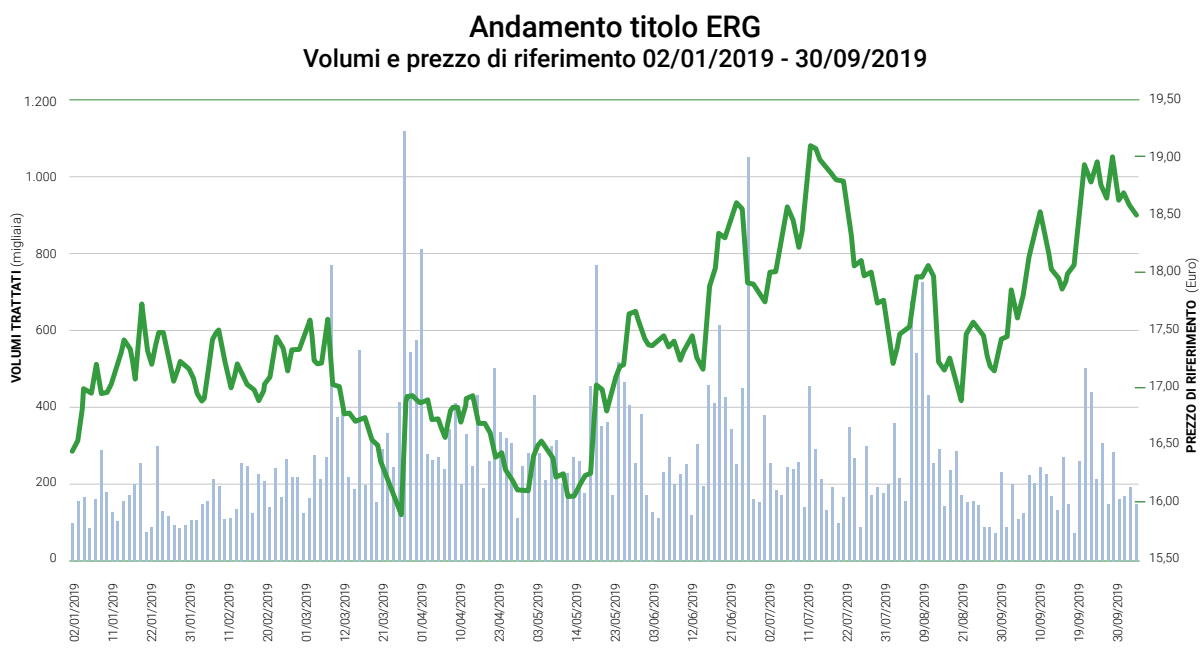
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (26.03.19)	1.113.089
Volume minimo (26.08.19)	71.571
Volume medio	278.254

La capitalizzazione di borsa al 30 settembre 2019 ammonta a circa 2.781 milioni di Euro (2.480 milioni alla fine del 2018).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 148.867.963.

Andamento del titolo ERG e Struttura azionaria



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
2 agosto 2019	Corporate	Nomina da parte del Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. di Paolo Luigi Merli Direttore Generale con la qualifica di "Corporate General Manager & CFO".	Comunicato Stampa del 02.08.2019
19 agosto 2019	Eolico Germania	Sottoscrizione di un accordo con Aquila Capital per l' acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 34 MW. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 13 settembre .	Comunicato Stampa del 19.08.2019 Comunicato Stampa del 13.09.2019

SINTESI DEI RISULTATI

3° trimestre			9 mesi 2019	
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
PRINCIPALI DATI ECONOMICI				
231	250	Ricavi adjusted	762	766
107	105	Margine operativo lordo adjusted	380	381
29	38	Risultato operativo netto adjusted	157	178
5	19	Risultato netto	8	124
4	19	di cui Risultato netto di Gruppo	6	124
7	17	Risultato netto di Gruppo adjusted ⁽¹⁾	75	92
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
3.320	3.209	Capitale investito netto adjusted ⁽²⁾	3.320	3.209
1.751	1.819	Patrimonio netto	1.751	1.819
1.569	1.389	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	1.569	1.389
843	1.228	di cui Project Financing non recourse ⁽³⁾	843	1.228
47%	43%	Leva finanziaria	47%	43%
46%	42%	EBITDA Margin %	50%	50%
DATI OPERATIVI				
1.929	1.791	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.929	1.791
692	578	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.846	2.509
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
725	591	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.941	1.645
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527
274	401	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	867	1.402
141	90	Capacità installata impianti solari a fine periodo	141	90
75	45	Produzione di energia elettrica da impianti solari	194	109
3.549	3.133	Vendite totali di energia elettrica	11.191	10.218
94	37	Investimenti ⁽⁴⁾	401	484
754	742	Dipendenti a fine periodo	754	742
RICAVI NETTI UNITARI ⁽⁵⁾				
121,0	130,8	Eolico Italia	119,5	125,0
94,8	95,2	Eolico Germania	97,7	93,8
88,5	86,5	Eolico Francia	88,8	86,9
72,5	57,7	Eolico Polonia	71,2	57,7
66,8	72,7	Eolico Bulgaria	74,6	71,6
72,5	59,7	Eolico Romania	68,6	52,9
n.a.	n.a.	Eolico UK	n.a.	100,4
318,9	302,4	Solare	315,9	295,3
105,9	119,2	Idroelettrico	105,2	104,8
43,3	46,7	Termoelettrico	39,7	42,8

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici adjusted con l'esclusione pertanto degli special items.

- (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 30 settembre 2019 a circa 73 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 72 milioni sul capitale investito netto
- (3) al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi
- (4) in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 364 milioni effettuati nei primi nove mesi del 2019 per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni), per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di una pipeline in Germania (2 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Regno Unito (6 milioni). Nei primi nove mesi del 2018 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 449 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (Solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia, Germania ed in Regno Unito
- (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

3° trimestre			9 mesi 2019	
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
RICAVI ADJUSTED				
70	70	Eolico	298	280
24	14	Solare	61	32
28	51	Idroelettrico	88	151
109	115	Termoelettrico ⁽¹⁾	314	302
8	8	Corporate	26	25
(8)	(8)	Ricavi infrasettori	(26)	(25)
231	250	Totale ricavi adjusted	762	766
MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED				
43	40	Eolico	214	199
22	12	Solare	56	28
20	38	Idroelettrico	64	118
25	18	Termoelettrico ⁽¹⁾	59	48
(4)	(3)	Corporate	(13)	(11)
107	105	Margine operativo lordo adjusted	380	381
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI				
(45)	(39)	Eolico	(127)	(120)
(11)	(5)	Solare	(31)	(15)
(14)	(14)	Idroelettrico	(43)	(43)
(7)	(8)	Termoelettrico	(21)	(23)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(78)	(67)	Ammortamenti adjusted	(223)	(203)
RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED				
(1)	1	Eolico	87	79
12	7	Solare	25	13
6	23	Idroelettrico	21	74
18	11	Termoelettrico ⁽¹⁾	38	25
(4)	(4)	Corporate	(15)	(13)
29	38	Risultato operativo netto adjusted	157	178
INVESTIMENTI ⁽²⁾				
92	32	Eolico	172	130
0	0	Solare	220	345
1	2	Idroelettrico	3	3
1	2	Termoelettrico	5	4
0	1	Corporate	1	2
94	37	Totale investimenti	401	484

(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

TERZO TRIMESTRE

Nel **terzo trimestre 2019** i **ricavi** sono pari a 231 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2018 (250 milioni) principalmente a seguito dei volumi nell'idroelettrico, molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati del terzo trimestre 2018, e nell'Eolico Italia per effetto di una ventosità eccezionalmente debole nei mesi estivi. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'ampliamento del portafoglio di asset eolici gestiti all'estero e nel solare in Italia.

Il **margine operativo lordo adjusted** si attesta a 107 milioni, sostanzialmente in linea con i 105 milioni registrati nel medesimo periodo del 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

Eolico (+4 milioni): margine operativo lordo pari a 43 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (40 milioni) in un ambito anemologico meno favorevole in Italia. In particolare, i risultati dei parchi eolici in Italia (23 milioni, in diminuzione rispetto ai 30 milioni dell'esercizio precedente), hanno risentito delle minori produzioni, di cui quelle incentivate in lieve calo dal 74% al 72%. Con riferimento al Portafoglio Italia gli effetti negativi derivanti dallo scenario prezzi per l'Energia Elettrica, in forte contrazione, nonché del minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), sono stati neutralizzati dalle azioni di copertura. I risultati all'estero sono in forte crescita (+10 milioni) grazie principalmente ai maggiori volumi associati ai 138 MW dei nuovi parchi acquisiti in Francia e Germania.

Solare (+10 milioni): il margine operativo lordo, pari a 22 milioni, è sostanzialmente raddoppiato rispetto al medesimo periodo del 2018 (12 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici.

Idroelettrico (-18 milioni): margine operativo lordo di 20 milioni (38 milioni nel terzo trimestre 2018), in forte diminuzione rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La performance ha risentito di volumi in significativa riduzione per effetto della minore idraulicità registrata nel periodo rispetto sia quella storica che a quella particolarmente elevata dello scorso anno. Il minor scenario prezzi per l'Energia Elettrica ed il minor valore dell'incentivo (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), sono stati solo in parte compensati con azioni di copertura.

Termoelettrico (+6 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 25 milioni, è superiore rispetto ai 18 milioni del terzo trimestre 2018 a seguito di un migliore spark spread, inclusivo dell'effetto delle azioni di copertura, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO₂, e alle maggiori quantità vendute ai clienti del Sito di Priolo nonché alla performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 29 milioni (38 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 78 milioni in aumento di 11 milioni rispetto al terzo trimestre 2018 (67 milioni) a seguito dei nuovi investimenti nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 7 milioni, inclusivo di circa 1 milione di competenza delle minorities, in diminuzione rispetto al risultato di 17 milioni del terzo trimestre 2018, in conseguenza principalmente dei già commentati risultati operativi e, in misura minore, di un tax rate effettivo superiore principalmente per il venire meno delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il **risultato netto di Gruppo**, che recepisce l'applicazione dei principi IFRS 16 e IFRS 9 oltreché gli special items, è stato pari a 4 milioni rispetto a 19 milioni del terzo trimestre 2018 e riflette i già commentati minori risultati operativi. Si ricorda inoltre che il terzo trimestre 2018 includeva il plusvalore legato ai rifinanziamenti del periodo in applicazione del principio IFRS 9.

Nel terzo trimestre 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **94 milioni** (37 milioni nel terzo trimestre 2018) e si riferiscono all'acquisizione di parchi eolici in Germania (84 milioni di Euro). Inoltre, nel corso del trimestre sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 11 milioni** di cui il 73% nel settore Eolico (64% nel terzo trimestre 2018), il 10% nel settore Termoelettrico (13% nel 2018), l'11% nel settore Idroelettrico (15% nel 2018), il 2% nel Solare e il 4% nel settore Corporate (6% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.569 milioni**, in diminuzione (93 milioni) rispetto al 30 giugno 2019 (1.662 milioni) e riflette il positivo flusso di cassa operativo netto (213 milioni) a seguito della positiva dinamica del circolante che ha ulteriormente beneficiato della riduzione delle tempistiche degli incassi degli incentivi (152 milioni) relativi ai primi sette mesi del 2019 ed all'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica (26 milioni) prodotti nel 2018, compensati parzialmente dall'acquisizione dei parchi eolici in Germania (84 milioni), dal pagamento delle imposte (25 milioni) e dagli investimenti del periodo (11 milioni).

PRIMI NOVE MESI

Nei primi nove mesi del 2019 i **ricavi** sono pari a 762 milioni, in lieve diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2018 (766 milioni) principalmente a seguito dei volumi nell'idroelettrico molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati dello scorso anno, in parte compensati dell'aumento della produzione dell'eolico e del solare, sia in Italia che all'estero anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, e del termoelettrico.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 380 milioni, sostanzialmente in linea con i 381 milioni registrati nel 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

Eolico (+15 milioni): margine operativo lordo pari a 214 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (199 milioni) in un ambito anemologico più favorevole in Italia. In particolare, i risultati dei parchi eolici in Italia (140 milioni, in diminuzione rispetto ai 146 milioni dell'esercizio precedente) risentono principalmente del minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), nonché di una minore produzione incentivata. L'andamento sfavorevole dei prezzi dell'energia è stato compensato dalle operazioni di copertura. I risultati all'estero sono in crescita (+21 milioni) grazie principalmente al contributo dei 138 MW di nuovi parchi in Francia e Germania, alle maggiori produzioni dei parchi eolici in tutti i paesi esteri, nonché a seguito del miglior scenario prezzi nei paesi dell'est Europa. Si ricorda che i primi nove mesi del 2018 avevano beneficiato del contributo del parco di Brockaghboy di 48 MW (+3 milioni), ceduto in data 7 marzo 2018.

Solare (+28 milioni): il margine operativo lordo, pari a 56 milioni, è raddoppiato rispetto ai primi nove mesi 2018 (28 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici in un contesto favorevole di irraggiamento.

Idroelettrico (-54 milioni): margine operativo lordo di 64 milioni (118 milioni nel 2018), in forte diminuzione rispetto all'esercizio precedente. La performance ha risentito della significativa ridotta idraulicità registrata nel periodo rispetto a quella storica ed in particolare a quella significativamente elevata dello scorso anno, con effetto sui volumi e sull'incentivo GRIN e, in minor misura, del prezzo GRIN, più basso rispetto allo scorso anno.

Termoelettrico (+11 milioni): il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 59 milioni, è superiore rispetto ai 48 milioni del 2018 a seguito di un migliore spark spread, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO₂, e alle maggiori quantità vendute ai clienti del Sito di Priolo nonché della performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 157 milioni (178 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 223 milioni in aumento di 20 milioni rispetto ai primi nove mesi 2018 (203 milioni) riconducibili principalmente ai nuovi investimenti effettuati nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 75 milioni, inclusivo di circa 1,5 milioni spettanti alle minorities, in diminuzione rispetto al risultato di 92 milioni dei primi nove mesi 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi e di un tax rate effettivo superiore per il venire meno delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE). Nonostante un indebitamento in crescita, gli oneri finanziari sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al corrispondente periodo del 2018 per il ridursi del costo del debito grazie alle importanti operazioni di liability management effettuate nel corso del secondo trimestre 2019 e la contestuale emissione di un Green Bond a condizioni migliorative.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 6 milioni rispetto a 124 milioni dei primi nove mesi 2018 e risente principalmente, rispetto al già commentato risultato netto di Gruppo adjusted, degli oneri straordinari legati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del primo Green Bond e la contestuale chiusura di due importanti facility di Project Financing. Si ricorda inoltre che i primi nove mesi 2018 beneficiavano della plusvalenza relativa alla cessione del parco eolico di Brockaghboy nel Regno Unito (27 milioni).

Nei primi nove mesi 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **401 milioni** (484 milioni nel 2018) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni di Euro), di parchi eolici operativi in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni), e di una pipeline di 224 MW in Germania (2 milioni). Inoltre, nel corso del periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 37 milioni** di cui il 75% nel settore Eolico (74% nel 2018), principalmente correlati al completamento del parco eolico in Germania (Windpark Linda), il 14% nel settore Termoelettrico (11% nel 2018), il 8% nel settore Idroelettrico (9% nel 2018) e il 3% nel settore Corporate (5% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.569 milioni**, in aumento (226 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (401 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia e Germania, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), l'incremento del fair value dei derivati di copertura, il pagamento delle imposte (25 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (372 milioni) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia.

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 30 settembre 2019 a circa 73 milioni.

RISULTATI DEL PERIODO - BUSINESS

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

SCENARIO PREZZI (Euro/MWh)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018		2019	2018
Italia				
51,0	68,8	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	53,7	58,9
48,8	67,6	Prezzo energia elettrica zona Nord	52,5	58,0
50,2	68,2	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	53,7	58,5
51,5	68,1	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	53,8	58,8
51,5	66,2	Prezzo energia elettrica zona Sud	52,2	57,6
51,4	68,1	Prezzo energia elettrica Sardegna	53,5	58,5
66,4	84,0	Prezzo energia elettrica Sicilia	65,2	68,3
55,9	73,9	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	59,8	65,3
92,1	99,0	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	92,1	99,0
Estero				
35,5	56,5	Francia (Energia Elettrica base load)	39,2	45,8
37,6	53,1	Germania (Energia Elettrica base load)	38,2	41,6
88,6	85,6	Polonia	84,5	70,8
58,0	58,9	di cui (Energia Elettrica base load)	54,9	51,3
30,6	26,7	di cui Certificati d'Origine	29,7	19,5
54,2	40,2	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	47,7	35,9
88,1	79,6	Romania (EE base load + 1 "certificato verde")	80,9	70,6
58,7	50,2	di cui Energia Elettrica base load	51,5	41,2
29,4	29,4	di cui "certificato verde"	29,4	29,4
101,1	116,2	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	106,2	109,1
46,7	63,5	di cui Energia Elettrica base load	51,7	57,3
60,4	58,5	di cui ROC	60,6	57,5

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia - Domanda e produzioni

MERCATO ITALIA ⁽¹⁾ (GWh)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018		2019	2018
84.586	84.017	Domanda	241.936	242.247
416	345	Consumo pompaggi	1.670	1.685
8.512	10.085	Import/Export	27.923	33.928
76.490	74.277	Produzione interna ⁽²⁾	215.683	210.004
		di cui		
50.276	49.306	Termoelettrica	141.545	135.364
13.497	12.638	Idroelettrica	34.815	38.368
1.433	1.406	Geotermica	4.280	4.265
3.148	2.920	Eolica	14.356	12.572
8.136	8.007	Fotovoltaico	20.687	19.435

(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 **terzo trimestre 2019** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 84,6 TWh, in aumento dell'1% rispetto ai valori registrati nel terzo trimestre 2018. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 5,6 TWh, in aumento (+2,2%) rispetto al terzo 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 11,9 TWh (+1,1%).

Nei **primi nove mesi del 2019** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 241,9 TWh, in linea rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2018. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 14,9 TWh, in aumento (+1,5%) rispetto al 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 33,8 TWh (+0,3%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 215,7 TWh, in aumento del 3% rispetto al 2018, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 27,9 TWh (-18% rispetto ai primi nove mesi del 2018).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 66% da centrali termoelettriche e per il restante 34% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 16% dall'idroelettrico, per il 10% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto ai primi nove mesi del 2018 risulta in crescita la produzione eolica (+14%), fotovoltaica (+6%) e termoelettrica (+5%), mentre ha registrato un decremento la produzione idroelettrica (-9%) ed è risultata sostanzialmente invariata quella geotermica.

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 **terzo trimestre 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,5 TWh (3,1 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,8 TWh (1,6 TWh nell'analogo periodo del 2018), di cui circa 0,4 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,6% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% nel terzo trimestre del 2018).

Nel corso dei **primi nove mesi del 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 11,2 TWh (10,2 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,8 TWh (5,7 TWh nell'analogo periodo del 2018), di cui circa 1,3 TWh all'estero e 4,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nei primi nove mesi 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)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018		2019	2018
317	338	Wind - produzione eolica Italia	1.575	1.490
374	240	Wind - produzione eolica Estero	1.271	1.019
75	45	Solare - produzione fotovoltaica	194	109
725	591	CCGT - produzione termoelettrica	1.941	1.645
274	401	Hydro - produzione idroelettrica	867	1.402
1.782	1.518	ERG Power Generation - acquisti	5.342	4.553
3.549	3.133	Totale	11.191	10.218

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018		2019	2018
152	161	Energia elettrica venduta a clienti captive	393	433
3.023	2.732	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	9.527	8.765
374	240	Energia elettrica venduta all'estero	1.271	1.019
3.549	3.133	Totale	11.191	10.218

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.

L'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di hedging della generazione, in linea con le risk policy di Gruppo.

Nel terzo trimestre 2019 sono state effettuate vendite di vapore⁹ per 186 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 154 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018; 679 migliaia di tonnellate nel corso dei primi nove mesi del 2019 (498 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2018).

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		Primi 9 mesi		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	836	698	138	20%
	di cui				
216	Germania	272	216	55	26%
307	Francia	359	276	83	30%
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⁾	1.929	1.791	138	8%

(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 30 settembre 2019, pari a 1.929 MW, è in aumento di 138 MW rispetto al dato al 30 settembre 2018 a seguito dell'avvio commerciale di 2 parchi eolici in Francia a partire da dicembre 2018 (per 30,8 MW) e della già commentata acquisizione in Francia di ulteriori 52,0 MW già in esercizio, per un incremento complessivo in Francia di circa 82,8 MW, a cui si somma un ulteriore incremento di 55,4 MW in Germania a seguito dell'avvio commerciale di un parco eolico da 21,6 MW avvenuto alla fine del mese di giugno 2019 oltre che dell'acquisizione di tre parchi eolici per ulteriori 33,8 MW avvenuta nel mese di settembre 2019.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
70	70	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	298	280
43	40	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	214	199
(45)	(39)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(127)	(120)
(1)	1	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	87	79
92	32	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	172	130
62%	57%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	72%	71%
692	578	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	2.846	2.509

(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

I **ricavi** consolidati registrati **nel terzo trimestre 2019**, pari a circa 70 milioni, in linea con il terzo trimestre 2018 a seguito del contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero, compensati dalla riduzione derivante dal minore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 92,1 Euro/MWh) oltre che dal minore scenario prezzi e dall'impatto delle condizioni anemologiche meno favorevoli in Italia. Si segnala in particolare che, rispetto al terzo trimestre 2018, le produzioni non più incentivate ammontano a 7 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore inferiore ad 1 milione.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nel terzo trimestre 2019, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex "certificati verdi") e altre componenti minori, per ERG è stato pari a 121 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 131 Euro/MWh del terzo trimestre 2018 a seguito del già commentato minor valore unitario dell'incentivo.

I **ricavi** consolidati registrati **nei primi nove mesi del 2019** risultano in aumento principalmente a seguito delle maggiori produzioni sia per condizioni anemologiche maggiormente favorevoli, sia in Italia che all'estero, sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero. Tali incrementi hanno più che compensato la riduzione derivante dal minore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 92,1 Euro/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto ai primi nove mesi del 2018, le produzioni non più incentivate ammontano a 8 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore inferiore ad 1 milione.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nei primi nove mesi del 2019, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex "certificati verdi") al netto delle coperture e altre componenti minori, per ERG è stato pari a 119 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 125 Euro/MWh nei primi nove mesi 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

3° trimestre				(Milioni di Euro)	Primi 9 mesi			
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
37	49	(13)	-25%	Italia	185	196	(10)	-5%
34	21	13	60%	Estero	113	84	29	34%
				di cui				
12	6	7	114%	Germania	33	23	10	42%
13	7	6	82%	Francia	47	33	14	43%
3	3	0	15%	Polonia	13	9	4	45%
2	2	(0)	-6%	Bulgaria	9	9	1	7%
3	3	0	1%	Romania	11	8	3	42%
0	0	0	0%	UK	0	3	(3)	-100%
70	70	0	0%	Totale	298	280	18	7%

RICAVI NETTI UNITARI

3° trimestre				(Euro/MWh)	Primi 9 mesi			
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
121,0	130,8	(10)	-8%	Eolico Italia	119,5	125,0	(6)	-4%
94,8	95,2	(0)	0%	Eolico Germania	97,7	93,8	4	4%
88,5	86,5	2	2%	Eolico Francia	88,8	86,9	2	2%
72,5	57,7	15	26%	Eolico Polonia	71,2	57,7	14	24%
66,8	72,7	(6)	-8%	Eolico Bulgaria	74,6	71,6	3	4%
72,5	59,7	13	21%	Eolico Romania	68,6	52,9	16	30%
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Eolico UK	n.a.	100,4	n.a.	n.a.

Nel **terzo trimestre 2019** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 88,5 Euro/MWh e 94,8 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Polonia (+26% grazie al significativo incremento del prezzo dei certificati di origine oltre che del prezzo di cessione dell'energia) ed in Romania (+21% a seguito dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia).

Nei **primi nove mesi del 2019** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 88,8 Euro/MWh e 97,7 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (+30% a seguito dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Polonia (+24% grazie al significativo incremento del prezzo dei certificati di origine oltre che del prezzo di cessione dell'energia). 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)

3° trimestre				Primi 9 mesi				
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
317	338	-21	-6%	Italia	1.575	1.490	85	6%
				di cui:				
66	72	-6	-8%	Campania	358	326	32	10%
48	53	-5	-10%	Calabria	170	175	(5)	-3%
82	89	-7	-8%	Puglia	399	354	45	13%
23	28	-5	-19%	Molise	129	115	14	13%
28	31	-3	-11%	Basilicata	136	132	3	2%
37	37	0	-1%	Sicilia	224	242	(18)	-7%
34	27	6	23%	Sardegna	159	146	13	9%
374	240	135	56%	Estero	1.271	1.019	252	25%
				di cui:				
130	56	73	131%	Germania	327	234	93	40%
142	79	63	80%	Francia	527	375	152	41%
44	39	5	14%	Polonia	179	151	28	18%
25	26	-2	-6%	Bulgaria	100	101	(1)	-1%
34	39	-5	-14%	Romania	138	130	8	6%
0	0	0	n.a.	UK	0	29	(29)	-100%
692	578	114	20%	Produzioni complessive parchi	2.846	2.509	337	13%

Nel terzo trimestre 2019 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 692 GWh, in incremento rispetto al corrispondente periodo del 2018 (578 GWh), a seguito di una produzione in aumento del 56% all'estero (passata da 240 GWh a 374 GWh), parzialmente compensata da diminuzione del 6% circa in Italia (passata da 338 GWh a 317 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-21 GWh) è legato a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nell'analogo periodo del 2018 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 135 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Germania (+73 GWh che includono le produzioni anche del primo semestre del neo acquisito impianto in Germania per 47 GWh) e Francia (+63 GWh), sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nel secondo semestre del 2018).

Nei primi nove mesi del 2019 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.846 GWh, in incremento rispetto al corrispondente periodo del 2018 (2.509 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 6% in Italia (da 1.490 GWh a 1.575 GWh) e del 25% all'estero (da 1.019 GWh a 1.271 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+85 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 Calabria.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 252 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+152 GWh, sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo semestre dell'anno 2018), in Germania (+93 GWh principalmente a seguito delle recenti acquisizioni), nonché nell'Europa dell'Est (+35 GWh), 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 %

3° trimestre			Primi 9 mesi		
2019	2018	Δ	2019	2018	Δ
13%	14%	-1%	22%	21%	1%
Italia					
di cui					
12%	13%	-1%	22%	20%	2%
18%	20%	-2%	22%	22%	-1%
15%	16%	-1%	25%	22%	3%
13%	16%	-3%	25%	22%	3%
14%	16%	-2%	23%	23%	1%
8%	9%	0%	17%	19%	-1%
14%	11%	3%	22%	20%	2%
18%	16%	2%	24%	22%	2%
Estero					
di cui					
14%	12%	2%	19%	17%	3%
18%	13%	5%	22%	21%	2%
24%	21%	3%	33%	28%	5%
21%	22%	-1%	28%	28%	0%
22%	25%	-4%	30%	28%	2%
15%	15%	1%	23%	21%	1%
Load factor ⁽¹⁾					

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

Nel terzo trimestre 2019 il load factor complessivo, pari al 15%, è risultato in linea rispetto a quanto registrato nel terzo trimestre 2018 (15%), con un incremento dal 16% al 18% all'estero e una riduzione dal 14% al 13% in Italia.

Il lieve decremento del load factor in Italia è imputabile alla minore ventosità nel trimestre ed è stato sostanzialmente compensato dall'incremento del load factor all'estero, in particolare in Francia, Germania e Polonia.

Nei primi nove mesi del 2019 il load factor complessivo, pari al 23%, è risultato in incremento rispetto a quanto registrato nel 2018 (21%), con un incremento dal 22% al 24% all'estero e dal 21% al 22% in Italia.

Il lieve incremento del load factor nei primi nove mesi è imputabile alla maggiore ventosità registrata nella prima parte dell'anno ed in particolare nel mese di febbraio, solo parzialmente compensata dalla minore ventosità in Italia nel terzo trimestre, oltre che ad alti livelli di disponibilità degli impianti.

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 e del nuovo impianto da 21,6 MW entrato in esercizio in Germania alla fine del primo semestre 2019, inoltre nel calcolo del load factor del terzo trimestre è stato sterilizzato l'impatto delle produzioni del primo semestre dei nuovi parchi eolici acquisiti in Germania a fine periodo ma consolidati con efficacia dall'inizio dell'anno.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

3° trimestre				(Milioni di Euro)	Primi 9 mesi			
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
23	30	(7)	-23%	Italia	140	146	(6)	-4%
20	10	10	106%	Estero	74	53	21	39%
				di cui				
8	3	5	215%	Germania	22	14	8	54%
7	2	5	201%	Francia	30	20	10	48%
2	2	0	24%	Polonia	10	6	4	74%
1	1	(0)	-6%	Bulgaria	6	5	1	11%
2	2	0	10%	Romania	7	4	3	65%
(0)	0	(0)	n.a.	UK	(1)	3	(4)	n.a.
43	40	4	9%	Totale	214	199	15	8%

Il **margine operativo lordo adjusted** del terzo trimestre 2019 è pari complessivamente a 43 milioni, in incremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (40 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche maggiormente favorevoli all'estero.

Il contributo in Italia in diminuzione rispetto all'anno precedente riflette principalmente le minori produzioni, oltre che il già commentato minor valore dell'incentivo unitario.

I migliori risultati all'estero (+10 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata in Francia (+2 milioni) e in Germania (+6 milioni) a seguito delle contributo apportato dalle nuove acquisizioni oltreché di una maggiore ventosità (+3 milioni) in particolare in Francia.

Il **margine operativo lordo adjusted** dei primi nove mesi del 2019 è pari complessivamente a 214 milioni, in incremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (199 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche maggiormente favorevoli sia in Italia che all'estero.

Il contributo in Italia, in diminuzione rispetto all'anno precedente, riflette principalmente il già commentato minor valore dell'incentivo unitario.

I migliori risultati all'estero (+21 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata in Francia (+7 milioni) e Germania (+6 milioni), del miglior scenario principalmente nei paesi dell'Est Europa (+6 milioni) e delle maggiori produzioni (+6 milioni); tali risultati positivi hanno più che compensato l'impatto della cessione del parco eolico di Brockaghboy in UK di cui aveva beneficiato il terzo trimestre 2018 per circa 3 milioni di Euro.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2019 è risultato complessivamente pari al 62%, in incremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (57%), nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, anche grazie all'apporto dei parchi eolici all'estero.

L'**EBITDA margin** dei primi nove mesi 2019 è risultato complessivamente pari al 72%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato e in linea all'analogo periodo dell'anno precedente (71%), nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, anche grazie all'apporto dei parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti del terzo trimestre 2019 (**92 milioni**) si riferiscono principalmente all'investimento effettuato nel trimestre per l'acquisizione di 34 MW di parchi eolici operativi in Germania.

Gli investimenti dei primi nove mesi 2019 (**172 milioni**) si riferiscono principalmente all'investimento effettuato per l'acquisizione di 52 MW di parchi eolici in Francia, oltre che per lo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, la cui entrata in operatività è avvenuta alla fine del mese di giugno ed alla già citata acquisizione dei parchi eolici in Germania. È stato inoltre completato con successo il primo intervento di reblading, effettuato su un parco eolico di 13,2 MW in Italia.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Italia

• D.M. 4 luglio 2019

Lo scorso 9 agosto è stato pubblicato il Decreto Ministeriale 4 luglio 2019 redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, recante «Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione».

L'ambito di applicazione è limitato alle fonti e tecnologie definite «mature», comprendenti l'eolico on-shore, il fotovoltaico, l'idroelettrico e i gas residuati dei processi di depurazione.

Il provvedimento copre il triennio settembre 2019 - settembre 2021 e conferma il ricorso a meccanismi di incentivazione limitati a contingenti di potenza e suddivisi tra registri (per progetti di potenza inferiore a 1 MW) ed aste (per i progetti di taglia uguale o superiore a 1 MW).

Non è più previsto l'accesso diretto agli incentivi per piccoli impianti (es. mini-idroelettrico).

Diverse tecnologie considerate omogenee, come l'eolico e il fotovoltaico, sono ora raggruppate in contingenti "tecnologicamente neutri" e competono pertanto all'interno delle medesime aste.

Sono previsti bandi a cadenza quadrimestrale sia per le aste che per i registri; il primo bando è stato aperto lo scorso 30 settembre e si è chiuso il 4 novembre. Il totale del contingente per le tecnologie eolica e fotovoltaica, suddiviso in 7 aste, è pari a 5,5 GW.

Per la vigenza della legge cosiddetta "Spalmaincentivi volontario", alla quasi totalità dei progetti di repowering degli impianti esistenti è preclusa la partecipazione ai bandi e ai registri previsti dal Decreto.

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

Il 26 febbraio 2019 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 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.

- **Adeguamento delle tempistiche di pagamento degli incentivi**

In data 9 agosto 2019, il GSE, facendo seguito a quanto già indicato nella news del 3 agosto 2017 e in considerazione delle sentenze di 1° grado del T.A.R. del Lazio in merito all’annullamento dello schema di “convenzione GRIN”, ha comunicato, nelle more della definizione dell’esito del contenzioso, l’aggiornamento delle tempistiche di pagamento delle tariffe incentivanti.

In particolare, sono state aggiornate le tempistiche di erogazione degli incentivi in analogia a quanto già previsto per i soli impianti di produzione da biomasse e da bioliquidi, anche per tutte le altre fonti di alimentazione, a decorrere dalle competenze di luglio 2019, che sono state oggetto di rendicontazione del mese di agosto, ed il pagamento è avvenuto entro la fine di settembre 2019.

Secondo la Comunicazione del GSE, per il generico mese “m” il pagamento, a seguito della pubblicazione del rendiconto in cui sono evidenziati gli incentivi spettanti per il mese “m+1”, avverrà entro la fine del mese “m+2”.

Pertanto i rendiconti che prevedevano originariamente quale data di pagamento il 31 dicembre 2019, sono stati aggiornati con data pagamento al 30 settembre 2019.

Per il Gruppo ERG, la sopracitata riduzione delle tempistiche degli incassi ha comportato nel terzo trimestre 2019 un incasso maggiore rispetto alle attese pari a 58 milioni di Euro.

Polonia

Il 15 maggio 2019 il Ministro dell’Energia polacco ha pubblicato il prezzo di riferimento (cap) delle aste al ribasso, per l’eolico pari a 285 PLN/MWh, che si svolgeranno entro la fine del 2019 per l’allocazione di un contingente di energia eolica e FV > 1 MW di 113.970 GWh per una spesa massima di PLN 32.577.000.000. Ad agosto 2019 sono entrati in vigore degli emendamenti al RES Act contenenti una serie di modifiche alle procedure delle prossime aste, nonché

al Distance Act di maggio 2016, prevedendo un'estensione di tre anni della validità delle autorizzazioni a costruire non conformi alla regola della distanza minima dalle altre costruzioni (o aree naturalistiche protette) pari ad almeno 10 volte l'altezza della turbina.

UK

• **Mercato elettrico Gran Bretagna: Capacity Market**

Il 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.

Il 1° aprile 2019, pur non essendo ancora conclusa la procedura di verifica della Commissione UE sul Capacity market, il Parlamento britannico ha adottato un provvedimento che autorizza il Governo a riavviare le procedure d'asta per l'approvvigionamento di capacità, condizionandone l'efficacia al rispetto della normativa sugli aiuti di stato.

Nel corso di maggio 2019, in esito ad una consultazione sul Capacity Market, il BEIS (UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy) ha stabilito una prima apertura alla partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili al meccanismo. Il 22 luglio il TSO ha pubblicato le istruzioni per le aste da tenersi nel 2019 includendo, per la prima volta, le disposizioni tecniche per la partecipazione anche di impianti da fonte rinnovabile non programmabile, in particolare eolico e solare.

Lo scorso 24 ottobre, il BEIS ha annunciato il ripristino da parte della Commissione della dichiarazione di conformità del meccanismo rispetto alla citata disciplina degli aiuti di Stato. Di conseguenza, il meccanismo è stato riabilitato e sono pertanto in programma i pagamenti ai fornitori precedentemente sospesi; vengono pure confermate la validità dei contratti assegnati nell'asta sostitutiva tenutasi a luglio 2019 e le tre aste di previste per l'inizio del 2020.

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
24	14	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	61	32
22	12	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	56	28
(11)	(5)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(31)	(15)
12	7	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	25	13
0	0	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	220	345
94%	89%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	91%	87%
75	45	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	194	109

(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 **terzo trimestre 2019** le produzioni sono risultate pari a circa 75 GWh di cui 31 GWh relativi ai neo acquisiti impianti; il load factor complessivo è stato pari al 24% (23% nel terzo trimestre 2018).

I ricavi del terzo trimestre 2019 sono stati pari complessivamente a 24 milioni, di cui 20 milioni relativi a ricavi da conto energia e 4 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel terzo trimestre 2019 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 319 Euro/MWh, di cui 268 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 51 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del terzo trimestre 2019 è stato pari complessivamente a 22 milioni, di cui 24 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 2 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del terzo trimestre 2019 è risultato complessivamente pari al 94% (89% nel terzo trimestre 2018).

Nei primi nove mesi del 2019 le produzioni sono risultate pari a circa 194 GWh ed il relativo load factor pari al 21% (19% nei primi nove mesi del 2018).

I ricavi dei primi nove mesi del 2019 sono stati pari complessivamente a 61 milioni, di cui 52 milioni relativi a ricavi da conto energia e 10 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nei primi nove mesi 2019 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 316 Euro/MWh (295 Euro/MWh nei nove mesi 2018 relativi a Forvei che nel 2019 ha un ricavo unitario di 284 Euro/MWh rispetto ai 407 di Andromeda), di cui 265 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 51 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **marginale operativo lordo adjusted** dei primi nove mesi del 2019 è stato pari complessivamente a 56 milioni, di cui 61 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 5 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** nei primi nove mesi del 2019 è risultato complessivamente pari al 91% (87% nell'analogo periodo del 2018).

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi del 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 beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'enterprise value dell'operazione è stato pari a circa 220 milioni di Euro.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel trimestre

Per quanto attiene al nuovo Decreto 4 luglio 2019, si rimanda al corrispondente 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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
28	51	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	88	151
20	38	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	64	118
(14)	(14)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(43)	(43)
6	23	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	21	74
1	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	3	3
72%	74%	EBITDA Margin %	73%	78%
274	401	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	867	1.402

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

Nel **terzo trimestre 2019** i ricavi, pari a 28 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 16 milioni, oltre ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 12 milioni.

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

Il margine operativo lordo del terzo trimestre 2019 è risultato pari a 20 milioni (38 milioni nel terzo trimestre 2018), in diminuzione di 18 milioni, principalmente a causa della ridotta idraulicità, significativamente inferiore alla media storica e al valore particolarmente elevato registrato nel 2018.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel terzo trimestre 2019 pari a 274 GWh hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo (in riduzione di 7 Euro/MWh) nonché delle azioni di copertura ed altre componenti minori, pari complessivamente a circa 106 Euro/MWh nel trimestre, inferiore ai 119 Euro/MWh nel terzo trimestre 2018, sia a seguito dello scenario prezzi che di una minore modulazione dell'impianto.

L'EBITDA margin del terzo trimestre 2019 è risultato complessivamente pari al 72%, in diminuzione rispetto al 74% del terzo trimestre 2018.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 24% nel terzo trimestre (35% nel 2018) ha risentito della ridotta idraulicità riscontrata.

Nei **primi nove mesi del 2019** i ricavi, pari a 88 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 53 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex “certificati verdi”) per 35 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 dei primi nove mesi 2019 è risultato pari a 64 milioni (118 milioni nei primi nove mesi del 2018), in diminuzione di 54 milioni, principalmente a causa della ridotta idraulicità, significativamente inferiore alla media storica e al valore particolarmente elevato registrato nel 2018.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nei primi nove mesi del 2019 pari a 867 GWh, hanno 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 a circa 105 Euro/MWh nei nove mesi, in linea con i 105 Euro/MWh nei nove mesi 2018.

Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell’energia elettrica 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.

L’EBITDA margin dei primi nove mesi 2019 è risultato complessivamente pari al 73%, in diminuzione rispetto al 78% dei primi nove mesi 2018.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari nei primi nove mesi del 2019 al 25% (rispetto al 41% del 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 524, 522 e 127 metri s.l.m., in riduzione rispetto al 30 giugno 2019 (rispettivamente 529, 528 e 134 metri s.l.m.) per i fenomeni stagionali e gli utilizzi del periodo ma in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 (rispettivamente 522, 518 e 124 metri s.l.m.).

Investimenti

Gli investimenti dell’idroelettrico nei primi 9 mesi, pari a circa 3 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Per quanto attiene al nuovo Decreto 4 luglio 2019, si rimanda al corrispondente paragrafo del 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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018
109	115	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	314	302
25	18	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	59	48
(7)	(8)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(21)	(23)
18	11	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	38	25
1	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5	4
23%	16%	EBITDA Margin %	19%	16%
725	591	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.941	1.645

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

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

Nel corso **del terzo trimestre 2019** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 725 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (591 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO₂. 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 186 migliaia di tonnellate, in forte incremento rispetto alle 154 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018.

Il margine operativo lordo adjusted **del terzo trimestre 2019** è risultato pari a 25 milioni (18 milioni nell'analogo periodo del 2018), con risultati in incremento a seguito del miglioramento dello spark spread, delle maggiori vendite ai clienti del Sito di Priolo e della performance degli impianti.

Nel corso del **primi nove mesi 2019** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.941 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (1.645 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO₂. 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 679 migliaia di tonnellate, in forte incremento rispetto alle 498 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018.

Il margine operativo lordo adjusted **del primi nove mesi 2019** è risultato pari a 59 milioni (48 milioni nell'analogo periodo del 2018), con risultati in incremento a seguito del miglioramento dello spark spread, delle maggiori vendite ai clienti del Sito di Priolo e della performance degli impianti.

Investimenti

Gli investimenti del 2019 (1 milione nel trimestre e 5 milioni nei primi nove mesi del 2019) 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

• Disciplina del sistema di remunerazione della Capacità Produttiva (Capacity Market)

In data 27 giugno 2019, ARERA ha emesso il Parere favorevole sullo schema di Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico finalizzato all'approvazione del meccanismo di remunerazione della capacità (CM).

Il giorno successivo, il Ministero dello Sviluppo Economico ha firmato il Decreto 28 giugno 2019, di approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica. Il Decreto prevede procedure concorsuali da tenersi entro il 2019 e riferite agli anni di consegna 2022 e 2023. Le due procedure concorsuali si terranno rispettivamente il 6 e 28 novembre 2019. La Disciplina prevede che il CM sia organizzato secondo una procedura di Asta "Madre" e Aste di aggiustamento finalizzate ad affinare gli obiettivi di adeguatezza all'approssimarsi del periodo di consegna e permettere la rinegoziazione delle posizioni assunte dai partecipanti al mercato.

Nel corso del mese di settembre ARERA ha approvato due ulteriori delibere funzionali all'avvio del CM, con la delibera 363/2019/R/eel ha definito i parametri economici del meccanismo di remunerazione mentre con la delibera 365/2019/R/eel ha approvato le modalità di determinazione del corrispettivo a carico dei clienti finali a copertura degli oneri netti derivanti dal CM.

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. Con il D.M. 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste. 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 Tchergera). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre alcune modifiche regolatorie, la cui legittimità è oggetto di un contenzioso tuttora pendente, hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Dal 1° gennaio 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. Da maggio 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW dovranno passare alla FIP entro il 1° ottobre 2019.
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 al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico, differenziata per taglia (soglia di 1 MW) per l'accesso agli incentivi. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie).

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 DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") hanno previsto, entro novembre 2014, l'obbligo per i produttori di scegliere tra varie modalità di rimodulazione degli incentivi:
 - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
 - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
 - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.
 - Il D.M. 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a) siano autorizzati;
 - b) utilizzino componenti nuovi;
 - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.
- Durata incentivo: 20 anni.

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 per gli impianti idroelettrici di potenza inferiore a 250 kW tramite accesso diretto che hanno richiesto l'incentivo entro il 31/12/2017 ai sensi del D.M. 23 giugno 2016, se rientrano in determinate casistiche, e tramite Registro per gli impianti idro < 1 MW disciplinati dal D.M. 4 luglio 2019. 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 dei principi IFRS 16 e IFRS 9, nonché degli special items.

Si ricorda che il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2019 delle neoacquisite società in Germania.

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.

3° trimestre			Primi 9 mesi		
2019	2018	(Milioni di Euro)	2019	2018	
231,5	250,3	Ricavi	761,9	766,0	1
2,0	2,8	Altri proventi	8,3	16,8	2
233,4	253,1	RICAVI TOTALI	770,2	782,9	
(71,1)	(93,8)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(217,7)	(233,4)	3
(40,2)	(39,9)	Costi per servizi e altri costi operativi	(125,0)	(122,7)	4
(15,5)	(14,8)	Costi del lavoro	(47,5)	(45,4)	
106,6	104,7	MARGINE OPERATIVO LORDO	380,0	381,4	
(77,6)	(67,1)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(222,9)	(203,3)	5
29,0	37,5	Risultato operativo netto	157,1	178,0	
(15,0)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(47,8)	(53,1)	6
0,0	0,1	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	0,1	7
14,0	22,3	Risultato prima delle imposte	109,3	125,0	
(6,0)	(5,7)	Imposte sul reddito	(33,2)	(32,8)	8
7,9	16,6	Risultato d'esercizio	76,1	92,2	
(0,9)	(0,0)	Risultato di azionisti terzi	(1,5)	(0,1)	
7,1	16,6	Risultato netto di Gruppo	74,6	92,1	

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 **terzo trimestre 2019** sono pari a 231 milioni in diminuzione rispetto ai 250 milioni del terzo trimestre 2018.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento del **settore Solare** (+10 milioni), a seguito dell'ulteriore crescita nel settore dovuta all'acquisizione di due impianti fotovoltaici di capacità installata pari a 51,4 MW (24 milioni verso 14 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte diminuzione rispetto al terzo trimestre 2018 (-23 milioni) a seguito della ridotta idraulicità del periodo rispetto a quella particolarmente elevata del 2018 (28 milioni verso 51 milioni);
- il lieve decremento (-6 milioni) del **settore Termoelettrico** (109 milioni verso 115 milioni).

I ricavi dei **primi nove mesi del 2019** sono pari a 762 milioni in diminuzione rispetto ai 766 milioni dei primi nove mesi 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+18 milioni) del **settore Eolico** in aumento principalmente a seguito delle maggiori produzioni sia per condizioni anemologiche maggiormente favorevoli, sia in Italia che all'estero, sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero (complessivamente 298 milioni verso 280 milioni);
- l'incremento del **settore Solare** (+29 milioni), a seguito dell'ulteriore crescita nel settore dovuta all'acquisizione di due impianti fotovoltaici di capacità installata pari a 51,4 MW (61 milioni verso 32 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte diminuzione rispetto 2018 (-64 milioni) a seguito della ridotta idraulicità del periodo rispetto a quella particolarmente elevata dei primi nove mesi 2018 (88 milioni verso 151 milioni);
- l'incremento (+12 milioni) del **settore Termoelettrico** (314 milioni verso 302 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 im-

pianti 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 e in Germania nei primi nove mesi del 2019.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del terzo trimestre 2019 sono stati pari a 15 milioni, in linea rispetto al terzo trimestre 2018.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2019 si è attestato al 2,7% rispetto al 2,9% del terzo trimestre 2018 a seguito di significative operazioni di refinancing avvenute nel corso dell'anno. Gli oneri finanziari netti dei primi nove mesi del 2019 sono stati pari a 48 milioni, in diminuzione rispetto al 2018 (53 milioni). Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2019 si è attestato al 2,7% rispetto al 3,1% dei primi nove mesi del 2018 a seguito di significative operazioni di refinancing avvenute nel corso del secondo trimestre 2019. La remunerazione della liquidità investita è stata minore 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 gli oneri finanziari netti adjusted qui commentati non includono le seguenti componenti straordinarie (special items) legate ad operazioni di liability management:

- oneri (-66 milioni) relativi alla chiusura di project financing e di correlati strumenti derivati IRS.
- oneri finanziari (-3 milioni), 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 dei primi nove mesi 2018 il Gruppo aveva 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 erano state considerate special items e pertanto non riflesse nella riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti" del Conto Economico adjusted dei primi nove mesi 2018.

8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del terzo trimestre 2019 sono risultati pari a 6 milioni sostanzialmente in linea con il terzo trimestre 2018. Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 43% (26% nel terzo trimestre 2018).

Le imposte sul reddito dei primi nove mesi 2019 sono risultati pari a 33 milioni (33 milioni nello stesso periodo 2018). Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 30% (26% nel 2018).

L'incremento del tax rate nei periodi di riferimento 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 30 settembre 2019, gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 73 milioni sull'indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 72 milioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

30/09/2018	(Milioni di Euro)		30/09/2019	30/06/2019	31/12/2018
3.312,7	Capitale immobilizzato	1	3.491,3	3.472,1	3.273,6
182,7	Capitale circolante operativo netto	2	107,1	225,5	179,3
(6,0)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5,5)	(5,6)	(5,8)
316,4	Altre attività	3	337,5	333,8	291,7
(597,0)	Altre passività	4	(610,8)	(622,4)	(567,0)
3.208,7	Capitale investito netto		3.319,7	3.403,4	3.171,8
1.819,3	Patrimonio netto di Gruppo		1.731,5	1.722,9	1.828,8
0,0	Patrimonio netto di terzi	5	19,0	18,2	0,0
1.389,4	Indebitamento finanziario netto adjusted	6	1.569,1	1.662,4	1.343,0
3.208,7	Mezzi propri e debiti finanziari		3.319,7	3.403,4	3.171,8
43%	Leva finanziaria		47%	49%	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	2,0	35,3	0,0	37,3
Variazioni area di consolidamento	183,0	224,1	0,4	407,5
Disinvestimenti e altre variazioni	(6,8)	3,0	(0,4)	(4,2)
Ammortamenti	(47,0)	(175,9)	0,0	(222,9)
Capitale immobilizzato al 30/09/2019	1.062,0	2.374,7	54,5	3.491,3

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia e di parchi eolici in Francia e Germania consolidati integralmente dal 1° gennaio 2019.

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

I valori al 30 settembre 2019 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 72 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 degli incassi relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento.

La significativa diminuzione rispetto al 30 giugno è dovuta principalmente agli incassi degli incentivi relativi alle produzioni dei primi sette mesi del 2019, a seguito dell'adeguamento delle tempistiche di incasso delle tariffe incentivanti per il settore eolico e idroelettrico, nonché per l'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica relativi all'esercizio 2018.

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 dei primi nove mesi è legato principalmente allo stanziamento della passività fiscale differita rilevata nell'ambito dell'esercizio di purchase price allocation relativo alla già commentata business combination.

5 - Patrimonio Netto di terzi

L'incremento delle minorities nei primi nove mesi del 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

30/09/2018	(Milioni di Euro)	30/09/2019	30/06/2019	31/12/2018
1.777,2	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.075,3	2.036,1	1.832,2
(387,8)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(506,2)	(373,7)	(489,2)
1.389,4	Totale	1.569,1	1.662,4	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 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, dalla sottoscrizione di un finanziamento corporate bilaterale a 5 anni 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 momento del rimborso era pari a 461 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 momento del rimborso 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.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG ed il rimborso dei suddetti project financings è inquadrata 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

30/09/2018	(Milioni di Euro)	30/09/2019	30/06/2019	31/12/2018
678,4	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	679,7	679,2	794,0
(150,6)	Quota corrente finanziamenti bancari	(7,8)	(7,8)	(162,0)
209,8	Debiti finanziari a medio-lungo termine	672,4	663,1	204,8
737,7	Totale	1.344,4	1.334,5	836,8
1.228,2	Totale Project Financing	842,6	809,0	1.177,6
(152,0)	Quota corrente Project Financing	(111,6)	(107,5)	(146,2)
1.076,3	Project Financing a medio-lungo termine	731,0	701,6	1.031,4
(36,7)	Crediti finanziari a lungo termine	0,0	0,0	(36,1)
1.777,2	TOTALE	2.075,3	2.036,1	1.832,2

- I **"Debiti verso banche a medio-lungo termine"** al 30 settembre 2019 sono pari a 680 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

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

S.p.A. (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del corporate acquisition loan sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);

- un corporate loan con Mediocredito (61 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite nel mese di gennaio 2018;
- 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;
- un corporate loan con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo trimestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

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 (3 milioni) e dell'effetto della rinegoiazione dei finanziamenti (3 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- La **quota corrente mutui e finanziamenti** (8 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.
- I **"Debiti finanziari a medio-lungo termine"**, pari a 672 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 58 milioni (88 milioni al 31 dicembre 2018).
 - 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 derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario ("Green Bond") di importo pari a 496¹³ milioni della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN).
 - 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).

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

¹³ Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato

- I debiti per **"Totale Project Financing"** (843 milioni al 30 settembre 2019) sono relativi a:
 - finanziamenti per 291 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;
 - finanziamenti per 552 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

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

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 30 settembre 2019 risulta essere pari a 8 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 2019 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

30/09/2018	(Milioni di Euro)	30/09/2019	30/06/2019	31/12/2018
81,4	Finanziamenti bancari a breve termine	110,0	110,4	20,1
150,6	Quota corrente finanziamenti bancari	7,8	7,8	162,0
2,6	Altri debiti finanziari a breve termine	1,5	2,2	3,9
234,6	Passività finanziarie a breve termine	119,3	120,3	185,9
(502,5)	Disponibilità liquide	(501,1)	(407,6)	(611,4)
(63,0)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(18,6)	(27,0)	(47,1)
(565,4)	Attività finanziarie a breve termine	(519,7)	(434,7)	(658,5)
152,0	Project Financing a breve termine	111,6	107,5	146,2
(209,0)	Disponibilità liquide	(217,4)	(166,9)	(162,8)
(57,0)	Project Financing	(105,7)	(59,4)	(16,6)
(387,8)	TOTALE	(506,2)	(373,7)	(489,2)

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

Le attività finanziarie a breve termine includono inoltre depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures". L'importo delle disponibilità liquide è diminuito nel corso dei primi nove mesi del 2019 principalmente per le acquisizioni avvenute nel periodo e per il pagamento dei dividendi agli azionisti.

L'importo delle disponibilità liquide nel terzo trimestre è aumentato a seguito degli incassi su incentivi avvenuti nel periodo come conseguenza dell'adeguamento delle tempistiche da parte del GSE.

Flussi finanziari

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2019	2018	(Millioni di Euro)	2019	2018
106,6	104,7	Margine operativo lordo adjusted	380,0	381,4
118,4	36,6	Variazione capitale circolante	39,5	(106,8)
225,0	141,2	Cash Flow Operativo	419,4	274,5
–	–			
(10,7)	(13,0)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(37,3)	(34,4)
(83,7)	(24,1)	Acquisizioni di aziende (business combination)	(364,0)	(449,4)
–	0,9	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	–	–
–	–	Cessione partecipazione TotalErg	–	179,5
–	–	Cessione net assets Brockaghboy	–	105,7
(0,1)	0,0	Disinvestimenti e altre variazioni	0,9	0,2
(94,5)	(36,1)	Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(400,4)	(198,2)
(15,0)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari	(47,8)	(53,1)
–	–	Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	(43,5)	–
0,0	0,1	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	0,1
(15,0)	(15,2)	Cash Flow da gestione finanziaria	(91,3)	(53,0)
(25,5)	(8,1)	Cash Flow da gestione Fiscale	(25,5)	(8,1)
–	–	Distribuzione dividendi	(112,4)	(171,1)
3,2	(4,9)	Altri movimenti di patrimonio netto	(16,1)	1,3
3,2	(4,9)	Cash Flow da Patrimonio Netto	(128,5)	(169,8)
–	0,1	Variazione area di consolidamento	–	(2,1)
1.662,4	1.466,4	Indebitamento finanziario netto iniziale	1.343,0	1.232,7
(93,2)	(77,0)	Variazione netta	226,1	156,7
1.569,1	1.389,3	Indebitamento finanziario netto finale	1.569,1	1.389,4

Il **Cash Flow operativo** del terzo trimestre **2019** è positivo per 225 milioni, in aumento di 84 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante e per l'adeguamento delle tempistiche di incasso incentivi nei settori Eolico e Idroelettrico.

Il **Cash Flow operativo** dei primi nove mesi **2019** è positivo per 419 milioni, in aumento di 145 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante e per l'adeguamento delle tempistiche di incasso incentivi nei settori Eolico e Idroelettrico, che hanno portato all'incasso degli incentivi relativi ai primi sette mesi del 2019. Si ricorda inoltre che il flusso di cassa dei primi nove mesi 2018 risentiva del pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi.

Il **Cash flow da investimenti** del terzo trimestre **2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici operativi in Germania (84 milioni).

Il **Cash flow da investimenti** dei primi nove mesi **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), di parchi eolici operativi in Francia (52 milioni) e Germania (84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni) e di una pipeline in Germania (2 milioni), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (37 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. La gestione finanziaria include anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investment Ltd.

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 **1.569 milioni**, in aumento (226 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (401 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia e Germania, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), l'incremento del fair value dei derivati di copertura, il pagamento delle imposte (25 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (372 milioni) anche a seguito della riduzione dei tempisti di incasso degli incentivi in Italia.

Consolidamento società tedesche

Si ricorda che il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2019 delle neoacquisite società tedesche.

L'effetto del sopracitato consolidamento a livello di EBITDA è pari a circa 5 milioni di Euro ed a livello di risultato operativo netto è pari a 1 milione.

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 6,4 milioni nei primi nove mesi 2019;
- l'incremento (73 milioni al 30 settembre 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 72 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (5 milioni) e maggiori oneri finanziari (2,4 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 la rappresentazione dei precedenti esercizi ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi.

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

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 subtotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) 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 subtotale 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

3° trimestre			Nota	Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)		2019	2018
107,1	104,7	Margine operativo lordo Attività continue		372,0	378,1
0,0	0,0	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	0,0	3,3
107,1	104,7	Margine operativo lordo		372,0	381,4
Esclusione Special Items ed impatto IFRS 16:					
Corporate					
2,0	0,0	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	8,4	-
(0,2)	0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,7)	-
0,0	0,0	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale	4	6,0	-
Termoelettrico					
(0,3)	0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,7)	-
Idroelettrico					
(0,0)	0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,1)	-
Solare					
(0,1)	0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,3)	-
Eolico					
(1,8)	0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(4,6)	-
106,6	104,7	Margine operativo lordo adjusted		380,0	381,4

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

3° trimestre			Nota	Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)		2019	2018
(79,5)	(67,1)	Ammortamenti attività continue		(227,9)	(202,6)
0,0	0,0	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	-	(0,7)
(79,5)	(67,1)	Ammortamenti e svalutazioni		(227,9)	(203,3)
Esclusione Special items					
1,9	0,0	- Rettifica impatto IFRS 16	3	5,0	-
(77,6)	(67,1)	Ammortamenti adjusted		(222,9)	(203,3)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

3° trimestre			Nota	Primi 9 mesi	
2019	2018	(Milioni di Euro)		2019	2018
4,5	19,2	Risultato netto di Gruppo		6,4	124,3
Esclusione Special items					
0,1	0,0	Esclusione impatto IFRS 16	3	0,7	–
0,0	0,0	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale		4,5	–
0,0	0,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate	5	2,0	–
0,0	0,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind	5	49,4	–
0,0	0,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power	5	1,5	–
1,9	0,0	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie		7,8	–
0,0	0,0	Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK		0,0	(26,2)
0,6	(2,6)	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9	6	2,2	(6,0)
7,1	16,6	Risultato netto di Gruppo adjusted		74,6	92,1

- 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 - 07 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 principalmente correlati alle acquisizioni nel periodo relative nel 2019 a due impianti fotovoltaici in Italia e di parchi eolici operativi in Francia e Germania.
- 3** Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- 4** Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero
- 5** Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al lancio del primo Green Bond. Si evidenziano in particolare gli oneri rilevati in conseguenza della chiusura del project financing ERG Wind Investment e legati al reversal (43 milioni¹⁴) della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento IRS (23 milioni¹⁴, al netto del reversal della riserva di primo consolidamento)
- 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 nei primi nove mesi 2019 di un onere finanziario netto per circa 2 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

14 Al lordo dell'effetto fiscale.

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

CONTO ECONOMICO 3° TRIMESTRE 2019

(Milioni di Euro)

	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi	231,5	–	–	–	231,5
Altri proventi	2,0	–	–	–	2,0
Ricavi totali	233,4	–	–	–	233,4
Costi per acquisti	(71,4)	–	–	–	(71,4)
Variazioni delle rimanenze	0,3	–	–	–	0,3
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,7)	(2,5)	–	2,0	(40,2)
Costi del lavoro	(15,5)	–	–	–	(15,5)
Margine operativo lordo	107,1	(2,5)	–	2,0	106,6
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(79,5)	1,9	–	–	(77,6)
Risultato operativo	27,6	(0,6)	–	2,0	29,0
Proventi (oneri) finanziari netti	(16,6)	0,8	0,7	–	(15,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	–	–	–	0,0
Risultato prima delle imposte	11,0	0,2	0,7	2,0	14,0
Imposte sul reddito	(5,6)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(6,0)
Risultato netto attività continue	5,4	0,1	0,6	1,9	7,9
Risultato netto attività cedute	–	–	–	–	–
Risultato netto di periodo	5,4	0,1	0,6	1,9	7,9
Risultato di azionisti terzi	(0,9)	–	–	–	(0,9)
Risultato netto di competenza del Gruppo	4,5	0,1	0,6	1,9	7,1

CONTO ECONOMICO 3° TRIMESTRE 2018

(Milioni di Euro)

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

CONTO ECONOMICO PRIMI 9 MESI 2019

(Milioni di Euro)	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi	761,9	–	–	–	761,9
Altri proventi	8,3	–	–	–	8,3
Ricavi totali	770,2	–	–	–	770,2
Costi per acquisti	(219,1)	–	–	–	(219,1)
Variazioni delle rimanenze	1,4	–	–	–	1,4
Costi per servizi e altri costi operativi	(130,8)	(6,4)	–	12,3	(125,0)
Costi del lavoro	(49,6)	–	–	2,1	(47,5)
Margine operativo lordo	372,0	(6,4)	–	14,4	380,0
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(227,9)	5,0	–	–	(222,9)
Risultato operativo	144,1	(1,4)	–	14,4	157,1
Proventi (oneri) finanziari netti	(121,8)	2,4	2,8	68,7	(47,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,2)	–	–	0,3	0,1
Risultato prima delle imposte	22,1	1,0	2,8	83,4	109,3
Imposte sul reddito	(14,2)	(0,3)	(0,7)	(18,1)	(33,2)
Risultato netto attività continue	7,9	0,7	2,2	65,3	76,1
Risultato netto attività cedute	–	–	–	–	–
Risultato netto di periodo	7,9	0,7	2,2	65,3	76,1
Risultato di azionisti terzi	(1,5)	–	–	–	(1,5)
Risultato netto di competenza del Gruppo	6,4	0,7	2,2	65,3	74,6

CONTO ECONOMICO PRIMI 9 MESI 2018

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 SETTEMBRE 2019

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.062,0	–	1.062,0
Immobilizzazioni materiali	2.449,6	(74,9)	2.374,8
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,5	–	54,5
Capitale immobilizzato	3.566,2	(74,9)	3.491,3
Rimanenze	22,6	–	22,6
Crediti commerciali	150,1	–	150,1
Debiti commerciali	(63,7)	–	(63,7)
Debiti verso erario per accise	(1,9)	–	(1,9)
Capitale circolante operativo netto	107,1	–	107,1
Trattamento di fine rapporto	(5,5)	–	(5,5)
Altre attività	334,6	2,9	337,5
Altre passività	(610,8)	–	(610,8)
Capitale investito netto	3.391,6	(71,9)	3.319,7
Patrimonio netto Gruppo	1.730,8	0,7	1.731,5
Patrimonio netto di terzi	19,0	–	19,0
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.141,1	(68,2)	2.072,85
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(499,3)	(4,4)	(503,70)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.391,6	(71,9)	3.319,7

	REPORTED						ADJUSTED				
(Migliaia di Euro)	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	881,3	881,3					881,3			881,3	
Avviamento	180,8	180,8					180,8			180,8	
Immobili, impianti e macchinari	2.374,8	2.374,8					2.374,8			2.374,8	
Diritto di utilizzo beni in leasing	74,9	74,9					74,9		(74,9)	-	
Partecipazioni	13,8	13,8					13,8			13,8	
Altre attività finanziarie non correnti	40,8	40,8					40,8			40,8	
Attività per imposte differite	138,0				138,0		138,0			138,0	
Altre attività non correnti	47,5				47,5		47,5			47,5	
Attività non correnti	3.751,7										
Rimanenze	22,6		22,6				22,6			22,6	
Crediti commerciali	150,1		150,1				150,1			150,1	
Altri crediti e attività correnti	149,0				149,0		149,0		2,9	152,0	
Attività finanziarie correnti	23,9							(23,9)			(23,9)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	718,5							(718,5)			(718,5)
Attività correnti	1.064,2										
Attività operative cessate	-										
TOTALE ATTIVITÀ	4.815,9										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.730,8										
Partecipazioni di terzi	19,0								0,7		
Patrimonio Netto	1.749,8										
Fondi per benefici ai dipendenti	5,5			(5,5)			(5,5)				
Passività per imposte differite	316,8					(316,8)	(316,8)			(5,5)	
Altri fondi non correnti	153,0					(153,0)	(153,0)			(316,8)	
Passività finanziarie non correnti	2.075,3							2.075,3		(153,0)	
Passività per beni in leasing (lungo termine)	65,7							65,7			2.075,3
Altre passività non correnti	34,7					(34,7)	(34,7)		(65,7)		-
Passività non correnti	2.651,0									(34,7)	
Altri fondi correnti	37,2					(37,2)	(37,2)				
Debiti commerciali	63,7		(63,7)				(63,7)			(37,2)	
Passività finanziarie correnti	236,2							236,2		(63,7)	
Passività per beni in leasing (breve termine)	6,9							6,9			236,2
Altre passività correnti	71,1		(1,9)			(69,2)	(71,1)		(6,9)		-
Passività correnti	415,1									(71,1)	
Passività operative cessate	-										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.815,9										
Stato patrimoniale riclassificato		3.566,2	107,1	(5,5)	334,6	(610,8)	3.391,6	1.641,8		3.319,7	1.569,1

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
18 ottobre 2019	Termoelettrico	Sottoscrizione di due Power Purchase Agreement (PPA) tra ERG Power Generation e ACEA per la fornitura di complessivi 1,5 TWh di energia nel periodo 2020-2022.	Comunicato Stampa del 18.10.2019

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

Eolico

Per l'eolico in **Italia**, sebbene si prevedano produzioni leggermente superiori rispetto al 2018, l'attesa di minori prezzi sui mercati dell'energia elettrica, seppure in buona parte mitigata dalle azioni di copertura, associata al minor ricavo unitario dell'incentivo ed a maggiori costi di produzione per alcune attività di manutenzione, portano a prevedere un risultato leggermente inferiore all'anno precedente.

Per quanto riguarda l'**Estero**, al contrario, sono attesi risultati in apprezzabile crescita rispetto al 2018, principalmente a seguito di:

- maggiore potenza installata in Francia di circa 90 MW pienamente operativi per l'intero anno 2019;
- maggiore capacità installata in Germania di 55 MW anche grazie ai recenti investimenti effettuati;
- migliori performance degli asset esistenti, sia in termini di volume che per i maggiori prezzi dell'energia elettrica;
- parzialmente compensati dalla minore presenza nel Nord Irlanda a seguito della cessione di un parco eolico di 48 MW avvenuta nel marzo 2018.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso in crescita rispetto all'anno precedente grazie all'incremento di capacità e produzioni all'estero che più che compensano la lieve diminuzione dei risultati attesi in Italia.

Solare

I risultati attesi per il 2019 sono significativamente superiori rispetto al 2018, grazie alla buona performance degli impianti esistenti ed al contributo di quelli nuovi acquisiti a gennaio di quest'anno.

Si stima per l'intero esercizio 2019 un Margine Operativo Lordo più che raddoppiato rispetto ai 32 milioni di Euro del 2018.

Idroelettrico

Per tale asset si prevedono risultati in significativa diminuzione rispetto a quelli del 2018, a causa di una marcata persistente minore idraulicità rispetto sia alla media storica che ai valori eccezionalmente alti registrati nell'anno precedente. Inoltre ciò influisce negativamente anche sulla possibilità di modulare gli impianti e di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento come nel 2018.

Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in forte diminuzione rispetto ai valori eccezionalmente elevati dello scorso anno.

Termoelettrico

Prevediamo un **Margine Operativo Lordo in significativo aumento rispetto al 2018** grazie ai prezzi molto bassi del gas naturale ed ai maggiori prezzi dell'energia elettrica in Sicilia, che più che compensano la crescita dei costi della CO₂, con conseguenti Clean Spark Spread più elevati. Contribuiranno a tali migliori risultati anche il controllo dei costi e la maggiore produzione di Certificati Bianchi (TEE).

In sintesi, per l'esercizio 2019 a livello consolidato, si stima un **Margine operativo lordo superiore rispetto al 2018 (491 milioni), nell'intervallo compreso tra 495 e 505 milioni di Euro**, confermando la precedente indicazione. Si stima tale crescita malgrado un perimetro incentivato in diminuzione nell'Eolico in Italia e il minor prezzo dell'incentivo unitario sia per l'Eolico che per l'Idroelettrico, e nonostante una previsione di forte calo dei risultati dell'Idroelettrico rispetto a quelli straordinari del precedente esercizio. Tali effetti vengono infatti più che compensati dalla crescita della capacità installata all'estero, da migliori risultati attesi da tutti gli altri assets di generazione e dall'attività di energy management.

Gli **Investimenti per il 2019 sono attesi nel range compreso tra 430 e 450 milioni di Euro**, superiori rispetto alla precedente indicazione (tra 340 e 370 milioni), in conseguenza della recente acquisizione effettuata nel Wind Germania (83 milioni, 34 MW), ed in riduzione di circa 70 milioni rispetto al 2018 (510 milioni).

La generazione di cassa operativa consentirà di contenere il **previsto incremento dell'Indebitamento Finanziario Netto dai 1,34 miliardi nel 2018 ad un ammontare compreso tra 1,5 e 1,56 miliardi di fine 2019** (precedente indicazione tra 1,39 e 1,47 miliardi, incrementata per tenere conto dei maggiori investimenti), compensando parzialmente gli investimenti del periodo, la distribuzione del dividendo ordinario di 0,75 Euro per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

Genova, 13 novembre 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, 13 novembre 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

