



RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 30 SETTEMBRE 2017





INDICE

Organi Societari	3
Premessa	4
Profilo del Gruppo.....	5
ERG in Borsa.....	8
Sintesi dei risultati	9
Sintesi dei risultati per settore.....	10
Vendite	11
Commento ai risultati del periodo.....	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre....	16
Settori di attività.....	17
Fonti Non Programmabili	17
Fonti Programmabili	29
Investimenti.....	36
TotalErg.....	38
Prospetti Contabili.....	41
Area di Consolidamento integrale e aree di business.....	41
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	43
Indicatori alternativi di performance.....	51
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre.....	53
Evoluzione prevedibile della gestione.....	54

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE
(esecutivo)

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE²
(esecutivo)
GIOVANNI MONDINI
(non esecutivo)

Amministratore Delegato
LUCA BETTENTE

Amministratori
MASSIMO BELCREDI³
(indipendente)
ALESSANDRO CARERI^{3 4}
(indipendente)
MARA ANNA RITA CAVERNI⁵
(indipendente)
ALESSANDRO CHIEFFI⁵
(indipendente)
BARBARA COMINELLI⁵
(indipendente)
MARCO COSTAGUTA
(non esecutivo)
PAOLO FRANCESCO LANZONI³
(indipendente)
SILVIA MERLO⁵
(indipendente)

COLLEGIO SINDACALE⁶

Presidente
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi
LELIO FORNABAIO
STEFANO REMONDINI

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

SOCIETÀ DI REVISIONE
DELOITTE & TOUCHE S.p.A.

1 Consiglio di Amministrazione nominato in data 24 aprile 2015. In data 20 aprile 2017 al termine dei lavori dell'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. il Dott. Luigi Ferraris – Consigliere Indipendente e membro del Comitato Strategico – ha rassegnato, con efficacia immediata, le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A.

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 Nominato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. in data 11 maggio 2017 a seguito delle dimissioni rassegnate in data 20 aprile 2017 dal Consigliere Luigi Ferraris.

5 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.

6 Collegio Sindacale nominato in data 3 maggio 2016.

PREMESSA

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.

I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione applicati per il presente Resoconto sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2016 a cui si fa rinvio.

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

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

Risultati recurring

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle poste no recurring⁷ e degli utili (perdite) su magazzino⁸. A partire dal Resoconto intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2017 tali risultati, precedentemente denominati "a valori correnti", sono indicati con la definizione "recurring". I risultati riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo (a fronte delle produzioni in Italia degli asset termoelettrici, eolici e, a partire dal 1° luglio 2016, idroelettrici), oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo. Per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili (c.d. RES) da parte dell'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A.

Variazione perimetro di business

Si precisa che i risultati dei primi nove mesi riflettono l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania (48 MW) acquisiti nel periodo e consolidati integralmente dal 1° gennaio 2017.

⁷ Le poste no recurring includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

⁸ Il contributo ad equity di TotalErg è esposto al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste no recurring.

PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG ha portato a termine nel 2016 un profondo processo di trasformazione da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti prevalentemente rinnovabili sia non programmabili (eolica) che programmabili (termoelettrica e idroelettrica), espandendosi inoltre all'estero con una crescente presenza in particolare nel mercato eolico francese e tedesco.

Oggi nel mercato eolico il Gruppo ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano in Europa, è tra i primi operatori attivi nella produzione di energia elettrica da fonte idrica in Italia, è attivo nella produzione termoelettrica a basso impatto ambientale con un impianto CCGT modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso l'attività di Energy Management.

La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation che svolge direttamente:

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

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

Fonti non programmabili

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.768 MW di potenza installata al 30 settembre 2017. 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 (1.094 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (674 MW operativi e 47,5 MW in costruzione), in particolare in Francia (252 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW), oltre a 47,5 MW in costruzione in Gran Bretagna di cui è prevista l'entrata in esercizio nel 2017. Nel mese di maggio 2017 ERG ha ulteriormente consolidato la propria posizione nel mercato eolico on shore tedesco, attraverso l'acquisizione di sei parchi eolici tedeschi, con una capacità installata di 48 MW.

Fonti programmabili

- ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato fino al

27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti⁹. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di ultima generazione 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;

- ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un portafoglio integrato di asset composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW.

A partire dal 1° gennaio 2017 tutti i servizi trasversali al Gruppo sono accentrati in ERG S.p.A.

Il Gruppo ERG detiene inoltre una partecipazione del 51% di TotalErg, joint venture nel settore del downstream integrato, che non è considerata parte del core business del Gruppo ed i cui risultati sono inclusi con il metodo del patrimonio netto. Si segnala che, a valle di un processo di vendita avviato a fine 2016, in data 3 novembre è stato raggiunto un accordo vincolante con il Gruppo api per la vendita della partecipazione in TotalErg, operazione che verrà perfezionata entro gennaio 2018.



One Company

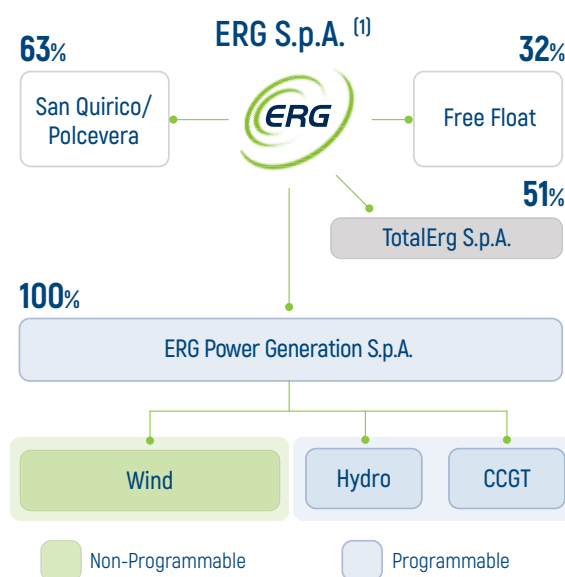
In data 1° gennaio 2017 ha assunto piena efficacia il nuovo assetto organizzativo che si caratterizza per la definizione di due macro-ruoli:

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

⁹ Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico.

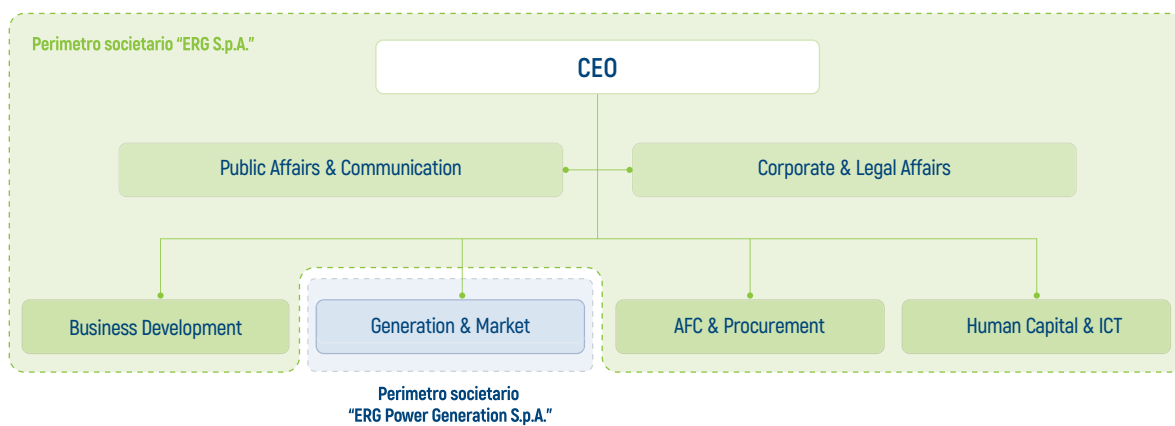
- una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo. L'attuazione del nuovo Modello Organizzativo di Gruppo, avviata in parte già alla fine del 2016 con la centralizzazione in ERG S.p.A. delle aree di Business Development ed Affari Legali e Societari, ha avuto completa efficacia a partire dal 1° gennaio 2017, in particolare tramite:

- l'incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A.;
- l'incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A.



(1) ERG possiede l'1% di azioni proprie

Il nuovo modello organizzativo / societario può essere rappresentato in sintesi come segue:



ERG IN BORSA

Al 29 settembre 2017 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 13,51 Euro, in crescita (+32,5%) rispetto a quella della fine dell'anno 2016, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+19,5%), del FTSE Mid Cap (+31,6%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+16,8%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 9,96 Euro (9 gennaio) ed un massimo di 13,72 Euro (20 settembre).

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

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 29.09.17	13,51
Prezzo massimo (20.09.17) ⁽¹⁾	13,72
Prezzo minimo (09.01.17) ⁽¹⁾	9,96
Prezzo medio	11,84

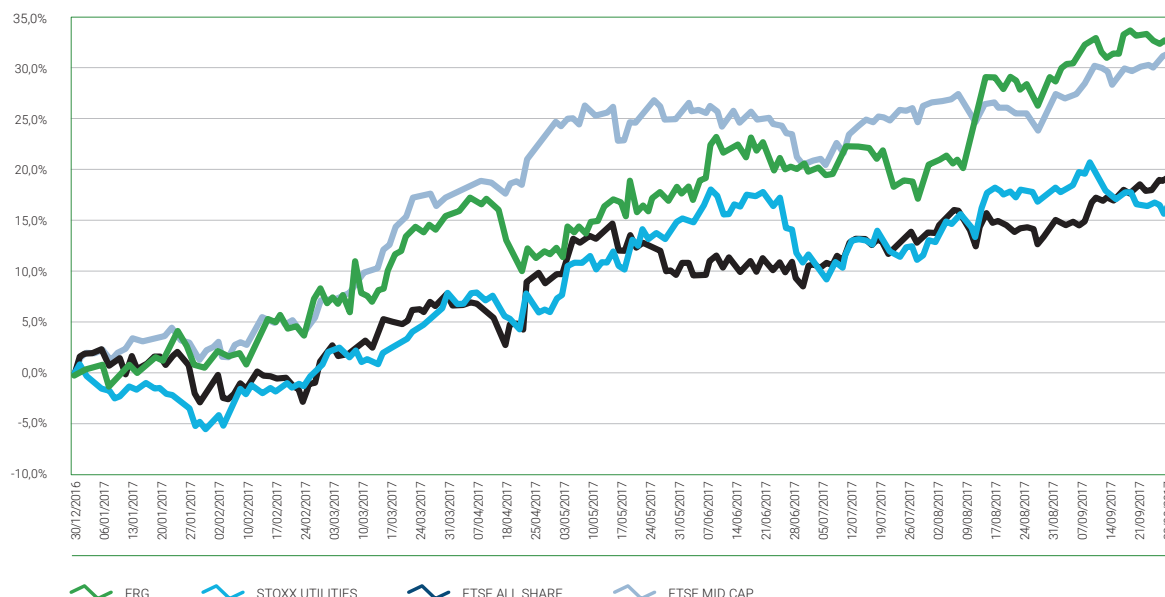
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data.

Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (08.03.17)	1.054.084
Volume minimo (28.08.17)	75.785
Volume medio	251.158

La capitalizzazione di borsa ammonta a circa 2.031 milioni di Euro (1.535 milioni alla fine del 2016).

Andamento del titolo ERG a confronto con i principali indici (normalizzati)

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap - Variazioni % dal 30.12.2016 al 29.09.2017



SINTESI DEI RISULTATI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
PRINCIPALI DATI ECONOMICI				
227	227	Ricavi della gestione caratteristica	765	757
98	78	Margine operativo lordo recurring	356	351
36	13	Risultato operativo netto recurring	168	158
30	19	Risultato netto	114	94
30	19	di cui Risultato netto di Gruppo	114	92
26	9	Risultato netto di Gruppo recurring ⁽¹⁾	113	83
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
3.153	3.289	Capitale investito netto	3.153	3.289
1.783	1.612	Patrimonio netto	1.783	1.612
1.370	1.677	Indebitamento finanziario netto totale	1.370	1.677
1.209	1.332	di cui Project Financing non recourse ⁽²⁾	1.209	1.332
43%	51%	Leva finanziaria	43%	51%
43%	34%	EBITDA Margin %	47%	46%
DATI OPERATIVI				
1.768	1.720	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.768	1.720
723	583	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.532	2.631
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
638	740	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.812	2.032
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	527
232	277	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	884	1.028
2.537	3.093	Vendite totali di energia elettrica	8.601	9.140
11	12	Investimenti ⁽³⁾	26	31
717	721	Dipendenti a fine periodo	717	721
INDICATORI DI MERCATO				
51,6	40,9	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	51,3	38,4
107,3	100,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	107,3	100,1
62,3	54,3	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	58,7	46,1
59,9	45,4	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	59,1	41,8
143,8	138,4	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	150,1	136,2
91,5	91,9	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	91,5	92,1
89,1	88,6	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	89,0	88,6
96,7	96,4	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	96,7	96,6
38,6	32,6	Prezzo energia elettrica - Polonia	36,6	32,7
7,8	7,1	Prezzo certificato di origine - Polonia	7,5	11,8
28,8	27,2	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	28,7	27,4
28,8	29,6	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁷⁾	29,1	29,6

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici recurring con l'esclusione pertanto delle poste no recurring (non caratteristiche).

(1) non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste no recurring (non caratteristiche) e le relative imposte teoriche correlate

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

(3) in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 39,5 milioni effettuati nel 2017 per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF in Germania e gli investimenti M&A pari a 306 milioni di Euro effettuati nel 2016

(4) Prezzo Unico Nazionale

(5) i valori di Feed In Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti eolici

(6) il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali

(7) prezzo riferito al valore unitario del "certificato verde"

SINTESI DEI RISULTATI PER SETTORE

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA				
87	71	Fonti Non Programmabili	319	316
87	71	Eolico	319	316
139	155	Fonti Programmabili	445	440
111	129	Termoelettrico ⁽¹⁾	341	353
29	26	Idroelettrico	104	87
10	8	Corporate	30	24
(10)	(8)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(29)	(23)
227	227	Totale ricavi della gestione caratteristica	765	757
MARGINE OPERATIVO LORDO				
57	43	Fonti Non Programmabili	227	230
57	43	Eolico	227	230
42	36	Fonti Programmabili	136	129
23	19	Termoelettrico ⁽¹⁾	63	70
19	17	Idroelettrico	73	59
(0)	(2)	Corporate	(6)	(8)
98	78	Margine operativo lordo recurring	356	351
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI				
(40)	(42)	Fonti Non Programmabili	(119)	(125)
(40)	(42)	Eolico	(119)	(125)
(22)	(22)	Fonti Programmabili	(67)	(67)
(7)	(7)	Termoelettrico	(23)	(22)
(15)	(15)	Idroelettrico	(44)	(44)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(62)	(65)	Ammortamenti recurring	(188)	(193)
RISULTATO OPERATIVO NETTO				
17	2	Fonti Non Programmabili	108	105
17	2	Eolico	108	105
20	14	Fonti Programmabili	69	62
16	11	Termoelettrico ⁽¹⁾	39	48
4	3	Idroelettrico	29	14
(1)	(3)	Corporate	(8)	(10)
36	13	Risultato operativo netto recurring	168	158
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI				
7	8	Fonti Non Programmabili	27	21
7	8	Eolico	27	21
4	3	Fonti Programmabili	9	8
2	2	Termoelettrico	5	6
2	1	Idroelettrico	4	2
0	0	Corporate	1	1
11	12	Totale investimenti	37	31

(1) include contributo Energy Management

VENDITE

ENERGIA

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 e idroelettrici, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel **terzo trimestre 2017**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 2,5 TWh (3,1 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh (1,6 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 0,3 TWh all'estero e 1,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,6% della domanda di energia elettrica in Italia (1,7% nel terzo trimestre 2016).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2017, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 8,6 TWh (9,1 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,3 TWh (5,7 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 1,0 TWh all'estero e 4,2 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nei primi nove mesi del 2016).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella¹⁰ seguente:

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	2017	2016
444	368	Wind - produzione eolica Italia	1.523	1.711
279	215	Wind - produzione eolica Estero	1.009	920
638	740	CCGT - produzione termoelettrica	1.812	2.032
232	277	Hydro - produzione idroelettrica	884	1.028
944	1.494	ERG Power Generation - acquisti	3.373	3.448
2.537	3.093	Totale	8.601	9.140

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	2017	2016
146	140	Energia elettrica venduta a clienti captive	408	403
508	508	Energia elettrica venduta a IREN	1.507	1.512
1.604	2.231	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	5.678	6.305
279	215	Energia elettrica venduta all'estero	1.009	920
2.537	3.093	Totale	8.601	9.140

¹⁰ 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.



Nel corso del **terzo trimestre** 2017 sono state inoltre effettuate vendite di vapore¹¹ per 178 migliaia di tonnellate (118 migliaia di tonnellate nel terzo trimestre 2016).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2017 sono state inoltre effettuate vendite di vapore¹¹ per 575 migliaia di tonnellate (570 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2016).

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

¹¹ Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

TERZO TRIMESTRE

Nel terzo trimestre 2017 i ricavi della gestione caratteristica, pari a 227 milioni, sono risultati in linea con il terzo trimestre 2016, a seguito principalmente delle maggiori produzioni eoliche rispetto all'analogo periodo del 2016, legate alle migliori condizioni meteo (ventosità) e dall'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che dei Titoli di Efficienza Energetica. Tali effetti sono stati compensati dai minori ricavi relativi ai parchi eolici usciti dal meccanismo incentivante al netto del recupero degli incentivi relativi alle mancate produzioni per fermi richiesti da Terna negli esercizi precedenti e dai minori ricavi legati alle minori produzioni dell'impianto CCGT.

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 98 milioni, in aumento rispetto ai 78 milioni registrati nel terzo trimestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti non programmabili

Marginale operativo lordo pari a 57 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (43 milioni), in conseguenza principalmente di una maggiore ventosità e produzione in tutte le geografie di pertinenza associato ad un generale andamento dei prezzi più favorevole in Italia oltreché da ulteriori azioni di efficienza sui costi.

Si segnala inoltre che circa l'88% (95% nel 2016) della produzione eolica in Italia nel terzo trimestre 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex "certificato verde"), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh), durante il quale tutta l'energia prodotta beneficiava degli incentivi.

Fonti programmabili

Marginale operativo lordo di 42 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (36 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 19 milioni, in aumento rispetto ai 17 milioni dell'esercizio precedente grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli durante il trimestre nell'area Centro Nord in un contesto di idraulicità decisamente inferiore.

Il risultato del termoelettrico, pari a 23 milioni, risulta in aumento rispetto ai 19 milioni dell'analogo periodo del 2016, a seguito sia del miglior andamento dei prezzi di cessione dell'energia sia del contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento.

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 36 milioni (13 milioni nel terzo trimestre 2016) dopo ammortamenti per 62 milioni (65 milioni nel terzo trimestre 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 26 milioni, in forte crescita rispetto al risultato di 9 milioni del terzo trimestre 2016, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi, minori oneri finanziari netti e dei maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity).



Il **risultato netto di Gruppo**¹² è stato pari a 30 milioni (19 milioni nel terzo trimestre 2016).

Nel **terzo trimestre** 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 11 milioni (12 milioni nel terzo trimestre 2016) di cui il 61% nel settore Non Programmabili (70% nel terzo trimestre 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in Irlanda del Nord, e il 36% nel settore Programmabili (28% nel terzo trimestre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.370 milioni, in decremento di 144 milioni rispetto al 30 giugno 2017 (1.514 milioni) principalmente per il flusso di cassa operativo del periodo, per gli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2017, ai sensi della normativa vigente, e all'incasso della cessione dei Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel 2016.

PRIMI NOVE MESI

Nei **primi nove mesi** del 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 765 milioni, in lieve aumento rispetto ai 757 milioni dei primi nove mesi del 2016, pur in presenza di produzioni RES inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016 per effetto di condizioni meteo (ventosità e idraulicità) estremamente avverse. Tali effetti sono stati più che compensati, principalmente, dall'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che degli incentivi e dei Titoli di Efficienza Energetica. Tale voce riflette anche le maggiori vendite effettuate nell'ambito dell'attività di copertura dalle oscillazioni di prezzo fatte da Energy Management, i minori ricavi relativi ai parchi eolici usciti dal meccanismo incentivante in parte compensati grazie al meccanismo di recupero degli incentivi relativi alle mancate produzioni per fermi richiesti da Terna negli esercizi precedenti. Si ricorda che l'esercizio precedente fino al mese di maggio 2016 comprendeva il "corrispettivo di reintegro" riconosciuto a fronte dei vincoli imposti sulla modulazione dell'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per circa 31 milioni.

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 356 milioni, superiore rispetto ai 351 milioni registrati nei primi nove mesi del 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti non programmabili

Marginale operativo lordo pari a 227 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (230 milioni), in conseguenza principalmente di una minore ventosità e produzione in Italia e in Francia, dove si sono registrate condizioni di ventosità meno favorevoli. Tali effetti sono stati sostanzialmente compensati da un andamento generale dei prezzi più favorevole oltretutto da ulteriori azioni di efficienza sui costi e dal contributo dei neoacquisiti parchi eolici in Germania.

Si segnala inoltre che circa il 90% (96% nel 2016) della produzione eolica in Italia nei primi nove mesi del 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh).

¹² Include utili (perdite) su magazzino per +4 milioni (+1 milione nel 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

Fonti programmabili

Margine operativo lordo di 136 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (129 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 73 milioni in forte incremento rispetto ai 59 milioni nel 2016 grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli soprattutto nella parte iniziale dell'anno nell'area Centro Nord, pur in un contesto di idraulicità inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Si segnala inoltre che i risultati beneficiano dell'annullamento della revoca IAFR, al termine di un iter di verifiche con il GSE agli impianti di Cotilia (48 MW) e Sigillo (5 MW), che pertanto sono titolati dal corrente esercizio al riconoscimento di incentivi, (oltre al recupero di quelli pregressi).

Il risultato del termoelettrico, pari a 63 milioni, risulta in diminuzione rispetto ai 70 milioni dei primi nove mesi del 2016 che beneficiava del "corrispettivo di reintegro" riconosciuto all'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore fino al 27 maggio 2016, per circa 31 milioni. Tale minore ricavo è stato in buona parte compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, e dal migliore andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 168 milioni (158 milioni nei primi nove mesi del 2016) dopo ammortamenti per 188 milioni (193 milioni nei primi nove mesi del 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 113 milioni, in crescita rispetto al risultato di 83 milioni dei primi nove mesi del 2016, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi, minori oneri finanziari netti e maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity).

Il risultato del 2016 includeva anche il valore negativo di circa 3 milioni a titolo di interessenze di minoranza.

Il **risultato netto di Gruppo**¹³ è stato pari a 114 milioni (92 milioni nei primi nove mesi del 2016).

Nei **primi nove mesi** del 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 37 milioni (31 milioni nei primi nove mesi del 2016) di cui il 72% nel settore Non Programmabili (69% nei primi nove mesi del 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in Irlanda del Nord, e il 25% nel settore Programmabili (28% nei primi nove mesi del 2016), il 4% nel settore Corporate (4% nei primi nove mesi del 2016). A questi si sommano circa 40 milioni investiti per l'acquisizione di 48 MW in Germania dal Gruppo DIF.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.370 milioni, in decremento di 187 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo netto, anche a seguito degli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2017, e per il dividendo ricevuto da TotalErg, che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF, la distribuzione dei dividendi, il pagamento delle imposte, nonché gli investimenti del periodo.

¹³ Include utili (perdite) su magazzino per +1 milione (+6 milioni nel 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL TRIMESTRE

04
luglio
2017

Il Gruppo ERG ha comunicato la nomina di Sergio Chiericoni a nuovo responsabile dello sviluppo business del Gruppo ERG nel ruolo di Chief Bu-

siness Development Officer.

Ingegnere con vent'anni di esperienza in posizioni apicali di aziende internazionali nel settore Energy, Sergio Chiericoni ha condotto importanti progetti di sviluppo, progettazione e costruzione in diversi paesi del mondo, focalizzandosi negli ultimi dieci anni nel settore delle Rinnovabili.

Questo importante inserimento conferma la strategia di ERG di dare ulteriore impulso alle attività di sviluppo del business. La posizione, a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, viene affidata ad un manager di lunga e comprovata esperienza nella realizzazione di progetti strategici nel settore dell'energia su scala internazionale.

19
luglio
2017

Si è concluso il processo di emissione e collocamento presso investitori istituzionali di un prestito obbligazionario non convertibile di importo

pari a 100 milioni di Euro, con un valore nominale per ciascuna obbligazione di 100 mila Euro, approvato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. in data **12 luglio**.

L'emissione del prestito, non assistito da garanzie, è finalizzata al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia.

I titoli obbligazionari sono privi di rating e non sono soggetti a covenant finanziari e verranno rimborsati in un'unica soluzione a gennaio 2023.

Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e maturano interessi a un tasso fisso pari a 2,175%. Il pagamento degli interessi avverrà con scadenza annuale posticipata.

L'emissione consente di allungare la durata finanziaria dell'indebitamento, ridurre il costo medio e diversificare le fonti di finanziamento del Gruppo.

SETTORI DI ATTIVITÀ

FONTI NON PROGRAMMABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore Eolico attraverso la controllata ERG Power Generation.

I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso. I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare anche in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese.

MERCATO DI RIFERIMENTO ⁽¹⁾

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
Mercato Rinnovabile Italia ⁽²⁾ (GWh)				
24.995	24.430	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	68.441	71.144
		di cui:		
11.775	12.427	Idroelettrica	30.849	34.937
1.432	1.458	Geotermica	4.331	4.412
3.642	3.047	Eolica	12.366	13.291
8.146	7.498	Fotovoltaico	20.895	18.504
Prezzi di cessione (Euro/MWh)				
51,6	40,9	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	51,3	38,4
107,3	100,1	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	107,3	100,1
49,9	39,8	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	49,2	38,3
47,6	38,2	Prezzo energia elettrica zona Sud	47,5	37,1
62,3	54,3	Prezzo energia elettrica Sicilia	58,7	46,1
49,7	39,8	Prezzo energia elettrica Sardegna	49,0	38,3
143,8	138,4	Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia ⁽⁵⁾	150,1	136,2
91,5	91,9	Feed In Tariff - Germania ⁽⁶⁾	91,5	92,1
89,1	88,6	Feed In Tariff - Francia ⁽⁶⁾	89,0	88,6
96,7	96,4	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁶⁾	96,7	96,6
38,6	32,6	Prezzo energia elettrica - Polonia	36,6	32,7
7,8	7,1	Prezzo certificato di origine - Polonia	7,5	11,8
28,8	27,2	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁷⁾	28,7	27,4
28,8	29,6	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁸⁾	29,1	29,6

(1) produzione stimata per il mese di settembre

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

(3) fonti considerate: idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica

(4) Prezzo Unico Nazionale - Fonte GME S.p.A.

(5) il valore medio in Italia non considera la Feed in Tariff di 123,8 Euro/MWh riconosciuta all'impianto di Palazzo S.Gervasio

(6) i valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti eolici

(7) il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali

(8) prezzo riferito al valore unitario del certificato verde (il numero dei CV riconosciuti e le tempistiche sono descritte nella sezione scenario Romania)

SCENARIO DI MERCATO IN ITALIA

Nel corso del **terzo trimestre** 2017 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 73.397 GWh (+1,6%) è stata coperta per il 34% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 16% dall'idroelettrico, per il 5% dall'eolico, per l'11% dal fotovoltaico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto al terzo trimestre 2016 risulta in netto aumento la produzione eolica (+20%) e fotovoltaica (+9%), mentre hanno registrato una diminuzione la produzione idrica (-5%) e geotermica (-2%).

Nei **primi nove mesi** del 2017 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 213.108 GWh (+3,6%) è stata coperta per il 32% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 14% dall'idroelettrico, per il 6% dall'eolico, per il 10% dal fotovoltaico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto ai primi nove mesi del 2016 risulta in crescita la produzione fotovoltaica (+13%), mentre hanno registrato un decremento la produzione idroelettrica (-12%), eolica (-7%) e geotermica (-2%).

SCENARIO NORMATIVO

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in esercizio entro il 2012¹⁴ e titolari del diritto a ricevere "certificati verdi" (CV), la conversione di tali certificati in un feed-in premium (FIP) a partire dal 2016 e per il residuo periodo di diritto all'incentivazione. Il FIP è calcolato con formula analoga a quella utilizzata per il calcolo del prezzo di ritiro dei CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, ed erogato su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Quanto al valore degli incentivi 2017, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la Deliberazione 31/2017/R/EFER del 27 gennaio 2017 il valore medio annuo registrato nel 2016 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 42,38 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2017, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente¹⁵, è pari a 107,34 Euro/MWh¹⁶.

Ai sensi del D.M. 6 luglio 2012, gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso¹⁷.

Il D.M. 23 giugno 2016 ha disciplinato le aste che si sono tenute nel corso del 2016.

Quanto alla disciplina sugli sbilanciamenti, con la Delibera 419/2017 dell'8 giugno 2017 l'Autorità per l'energia ha programmato una revisione delle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale vigente basata sul bilancio energetico della macrozona; tale nuova modalità di calcolo è entrata in vigore il giorno 1° settembre 2017.

¹⁴ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

¹⁵ Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

¹⁶ Si ricorda che per i "certificati verdi" del primo e del secondo trimestre 2015 è stato utilizzato a titolo di acconto il prezzo di 96,00 Euro/CV, salvo conguaglio in funzione della determinazione del prezzo di ritiro.

¹⁷ Base d'asta di 127 Euro/MWh.

Da quella data è tornata in vigore la modalità di fissazione del prezzo di sbilanciamento di tipo single price per tutte le unità non abilitate (sia di produzione che di consumo). L'Autorità ha inoltre introdotto un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale al fine di sterilizzare eventuali arbitraggi tra prezzi zionali all'interno della medesima macrozona. Lo scorso aprile 2017 sono state comunicate dall'AEEGSI, alle società interessate ERG Hydro S.r.l ed ERG Power Generation S.p.A., le delibere emesse nell'ambito delle procedure avviate con la Delibera 342/2016 per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e/o di regolazione asimmetrica e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici (incluse ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.). I principali contenuti degli atti sopra indicati sono rappresentati da una modifica della metodologia utilizzata per definire i risultati della ricognizione rispetto a quella utilizzata nelle comunicazioni inviate alle medesime società nel settembre 2016, e la specifica indicazione della non sussistenza di profili di illegittimità dei comportamenti ai fini del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT). Si stima che gli eventuali impatti economici non siano significativi.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium, a seconda dell'entrata in esercizio dell'impianto:

- gli impianti in esercizio entro luglio 2014 accedono a tariffe di tipo FIT e, su base opzionale, a tariffe di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012);
- gli impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016 possono beneficiare esclusivamente di una tariffa di tipo FIP ai sensi dell'EEG 2014;
- gli impianti in esercizio dal 2017 in poi accedono ad incentivi di tipo FIP tramite aste al ribasso ai sensi dell'EEG 2017.

Questi ultimi sono disciplinati dal "Renewable Energy Sources Act" 2016 (EEG 2017) adottato l'8 luglio 2016, che segna il passaggio al meccanismo delle aste per tutti gli impianti FER > 750 kW, in esercizio dal 1° gennaio 2017.

Per gli impianti eolici autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018, è comunque previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014¹⁸.

La tariffa vigente al 1° gennaio 2017 per gli impianti che entrano nel regime transitorio è pari a 83,8 Euro/MWh per i primi 5 anni di esercizio, e 46,6 Euro/MWh per i successivi 15 anni. L'applicazione della tariffa massima prevista per i primi 5 anni può essere estesa al restante periodo: l'estensione varia in funzione del rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore)¹⁹.

A partire da marzo 2017, la tariffa subisce delle riduzioni mensili sulla base di un calendario pre-stabilito²⁰ e da ottobre

¹⁸ In proposito il BNetzA ha reso noto che: (i) 8.365 MW di nuova capacità eolica dovrebbe entrare in esercizio tra il 2017 e il 2018 (5.000 MW nel 2017 e 3.365 MW nel 2018) accendendo alle FIP ai sensi dell'EEG 2014; (ii) 475 MW di capacità, che avrebbe avuto diritto ad accedere alle FIP di cui all'EEG 2014, ha scelto invece di partecipare alle aste che si terranno nel corso del 2017-2018.

¹⁹ Il rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore) oscilla tra un minimo dell'80% (al di sotto del quale la tariffa massima verrà applicata a tutta la durata del periodo di incentivazione) e il 150% (al di sopra del quale la tariffa massima verrà applicata solamente nei primi 5 anni).

²⁰ Il periodo di incentivazione è in realtà suddiviso in due fasi: la prima di 5 anni, la seconda di 15. La tariffa dei primi 5 anni viene confermata per i restanti 15 anni qualora la produzione non ecceda l'80% della produzione di riferimento e la durata del periodo di riconoscimento dell'incentivo più elevato si riduce a scalare all'aumentare della produzione.

2017 la riduzione massima del 2,4% su base trimestrale, dal momento che è stata ampiamente superata la soglia dei 3.500 MW di nuova potenza incentivabile da maggio 2016 ad aprile 2017 stabilita dall'EEG 2017. Pertanto, per gli impianti del transitorio che entreranno in esercizio da ottobre 2017 verrà applicata una tariffa di 76,8 Euro/MWh.

Per gli impianti che accedono al sistema delle aste, l'incentivo, di durata ventennale, è pari alla tariffa FIP aggiudicata, corretta attraverso l'applicazione di un fattore correttivo specifico di impianto, in funzione dell'effettiva ventosità del sito (Reference Revenue Model), che può essere rivisto ogni 5 anni in base all'effettiva resa dell'impianto nei precedenti 5 anni di esercizio. Il prezzo base d'asta eolica per il 2017 è pari a 70 Euro/MWh, dal 2018 sarà pari alla media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti, incrementate dell'8%. Nel 2017 si terranno 3 aste (1° maggio, 1° agosto e 1° novembre), nel 2018 4 aste (1° febbraio, 1° maggio, 1° agosto e 1° ottobre) e tre sessioni nel 2020 (1° febbraio, 1° giugno, 1° ottobre). I contingenti di potenza messi a disposizione per le aste eoliche sono pari a: 2.800 MW/anno per gli anni 2017, 2018 e 2019 e 2.900 MW/anno dal 2020 in avanti, con l'obiettivo di raggiungere una quota di rinnovabili del 40-45% al 2025, del 55-60% al 2035, e dell'80% al 2050. Inoltre, tra 2018 e 2020, sono previste delle aste multi-tecnologiche eolico on shore e fotovoltaico per un contingente di potenza complessivo di 400 MW. I volumi assegnati saranno dedotti dal rispettivo contingente annuo riservato alla specifica tecnologia.

In occasione della prima asta del 1° maggio 2017 è stato assegnato un contingente di potenza eolica on shore di 807 MW con una tariffa media di 57,1 Euro/MWh. Il 96% del contingente (in termini di MW) è stato aggiudicato dalle "Citizens' energy companies" con una tariffa di 57,8 Euro/MWh, pari alla tariffa massima a livello nazionale dal momento che per le cooperative viene applicato il prezzo marginale. Anche la sessione di agosto è stata dominata dalla partecipazione delle cooperative che si sono aggiudicate il 95% del contingente (pari a 1.013 MW), con una tariffa di 42,9 Euro/MWh. Il valore medio aggiudicato è stato pari a 42,8 Euro/MWh, in riduzione del 25% rispetto al valore medio aggiudicato nella prima sessione d'asta di maggio.

A luglio 2017 sono state approvate dal Parlamento tedesco alcune modifiche alla EEG 2017, prevedendo, tra l'altro, che, a partire dal 2018, per poter partecipare alle aste i progetti delle Citizens' energy companies debbono aver conseguito l'autorizzazione ambientale (BlmschG, abbreviazione di Bundes-Immissionsschutzgesetz, Atto federale di controllo dell'inquinamento). Lo scorso 18 settembre il BNetzA (Bundesnetzagentur, ovvero l'autorità di regolazione per l'energia tedesca) ha aperto l'iscrizione alla terza ed ultima sessione d'asta eolica per il 2017, prevista il giorno 2 novembre. Entro il giorno 11 ottobre 2017 i partecipanti hanno presentato l'autorizzazione rilasciata dal BlmSchG, ad eccezione delle cooperative che anche per questa sessione possono partecipare senza autorizzazione.

Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on shore è di tipo feed-in tariff (FIT) disciplinato dal decreto 17 giugno 2014, per gli impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015, e di tipo FIP più un premio (con un valore complessivo comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014), per gli impianti che hanno stipulato o presentato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel corso del 2016, ai sensi del Decreto 13 dicembre 2016.

La feed-in tariff (FIT), di cui al Decreto 17 giugno 2014, viene erogata per 15 anni, e viene 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. Per il 2006 la tariffa iniziale era stata posta ad un valore di 82 Euro/MWh. Per gli impianti eolici con domanda di acquisto presentata dal 2008 in avanti, il valore della tariffa viene decurtato del 2% all'anno, e quindi successivamente aggiornato annualmente secondo il meccanismo sopraesposto. La tariffa, determinata in base all'anno di stipula, 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 (altrimenti viene confermata la tariffa iniziale anche per i successivi 5 anni di esercizio).

Il sistema di FIP più premio introdotto con il Decreto 13 dicembre 2016 (che si applica agli impianti con domanda di acquisto stipulata o depositata nel corso del 2016) si articola in più componenti: la componente incentivo (complément de rémunération), calcolata come differenza tra la FIT vigente (pari a circa 81 Euro/MWh) e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più il premio di gestione pari a 2,8 Euro/MWh, a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. Il valore complessivo di tale incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al Decreto 17 giugno 2014.

A maggio 2017, la CRE (l'Autorità per l'energia francese) ha pubblicato le procedure del meccanismo di aste al ribasso per l'accesso ai nuovi incentivi FIP di durata ventennale per gli impianti eolici on shore costituiti da più di 6 aerogeneratori o da aerogeneratori di potenza superiore a 3 MW ognuno. La prima sessione delle aste si svolgerà il 1° dicembre 2017 con un contingente di 500 MW e un prezzo base d'asta di 74,8 Euro/MWh, mentre l'ultima asta è prevista il 1° giugno 2020. L'obiettivo è sviluppare tramite questo meccanismo 3 GW di capacità eolica on shore nel corso degli anni 2017-2020.

Il Decreto del 6 maggio 2017 ha invece disciplinato l'accesso alle nuove FIP per agli impianti eolici on shore costituiti da massimo 6 aerogeneratori di massimo 3 MW di potenza ognuno, che hanno presentato a EDF la domanda di accesso alla FIP a partire dal 2017. Il valore della FIT sulla base della quale viene calcolato il "complément de rémunération" dipende dal diametro del rotore della turbina, nonché dalla produzione annuale dell'impianto, che se supera una determinata soglia di produzione (plafond), subisce una decurtazione per l'energia prodotta in eccesso.

Quanto agli obiettivi climatici, la legge sulla transizione energetica del luglio 2015 ha previsto dei target ambiziosi in termini di riduzione delle emissioni (- 40% al 2030 rispetto al 1990), riduzione del consumo di energia fossile (- 30% al 2030 rispetto al 2012), riduzione dei consumi di energia (rispettivamente del 30% al 2030 e del 50% al 2050 rispetto al 2012), riduzione della produzione di energia nucleare (- 50% al 2025) e di aumento delle energie rinnovabili, poi confermati a ottobre 2016. Quanto agli obiettivi per la crescita dell'eolico onshore, sono previsti 15 GW al 2018 e tra i 22 e 26 GW al 2023 (dagli attuali 11 GW di eolico installato). L'eolico offshore dovrebbe raggiungere i 3.000 MW al 2023, mentre il fotovoltaico dovrebbe passare dai 6.200 MW a 18.200 MW o 20.200 MW sempre al 2023. In base a tali obiettivi di crescita, la Francia si prefigge quindi di arrivare al 2030 ad una capacità totale installata di rinnovabili di 175 GW.

Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on shore, una 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 2.200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Tali modifiche normative sono attualmente oggetto di ricorso da parte dei Produttori rinnovabili.

Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013.

L'onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (introdotto a settembre 2012 per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010) è stato aumentato a circa 3,7 Euro/MWh a partire da luglio 2015.

Da luglio 2015 è inoltre stata introdotta una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. A partire dal mese di giugno 2014, è stata introdotta la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili, che ha comportato un onere significativo per gli impianti.

Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti entrati in esercizio entro giugno 2016 è basato su "certificati d'origine" (CO) per i primi 15 anni di attività, con quote d'obbligo annue sul consumo di energia elettrica (ad esclusione dei grandi energivori). Le quote d'obbligo sono definite su base annua, ciò significa che la traiettoria stabilita fino al 2021 dalla legge del Ministero dell'Economia 18 ottobre 2012 può essere modificata annualmente. Il 31 agosto 2017 il Ministero dell'Energia ha definito le quote d'obbligo per il 2018 e 2019, pari rispettivamente a 17,5% e 18,5% (nel 2016 era pari al 15%). La legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili approvata a marzo 2015 (ed emendata a dicembre 2015 - RES Act 2015) aveva introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 è stata dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" ed azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. A fine giugno 2016, tuttavia, è stata approvata la nuova versione della legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, che, tra l'altro, prevede requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata. Ad oggi, tali norme non sono riuscite a ribilanciare il rapporto domanda/offerta di CO le cui quotazioni hanno continuato a diminuire. Un emendamento introdotto ad agosto 2017 al RES Act 2015 ha modificato la metodologia di calcolo della Substitution Fee (la penale che si applica in caso di inadempimento dell'obbligo di acquisto dei CO), legando il suo valore alla media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Da settembre 2017 tale penale è quindi pari a 92,04 PLN/MWh (in forte riduzione rispetto ai 300,03 PLN/MWh stabiliti in precedenza).

Il RES Act 2015 ha previsto, inoltre, un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione di incentivi del tipo feed-in premium sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è obbligatorio per gli impianti entrati in esercizio a partire da luglio 2016. La versione della

legge approvata a giugno²¹ 2016 ha apportato modifiche anche a tale sistema, cambiando le regole di svolgimento delle aste, introducendo dei basket tecnologici separati e di fatto ritardandone l'avvio. A fine settembre 2017 il Governo ha annunciato la cancellazione di tutte le aste previste per l'anno, compresa quella per l'eolico a cui era stato dedicato un basket di circa 145 MW. Le prossime aste verranno probabilmente organizzate nel 2018 dopo l'entrata in vigore dell'emendamento al RES Act 2015 che seguirà l'accordo informale (Gentlemen's agreement) tra il Governo Polacco e DG Comp, che aveva chiesto alcune modifiche al sistema di aste. Nel mese di giugno 2016 è stata anche approvata la legge sugli investimenti in turbine eoliche che, fra l'altro, ha modificato il calcolo della property tax a partire dal 2017 aumentandone l'importo in maniera significativa ed inoltre prevede un inasprimento delle norme relative alla minima distanza dalle altre costruzioni per la realizzazione di nuovi impianti eolici.

Il Governo Polacco ha già dichiarato che potrebbe rivedere la severità di alcune di tali norme (tra cui quelle sul calcolo della distanza minima e sulla property tax).

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di acquistare i "certificati verdi" ricade sugli operatori che vendono energia elettrica ai consumatori finali. Il numero dei CV spettante agli impianti eolici dipende dalla data di entrata in esercizio:

- per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 "certificati verdi" per ogni MWh prodotto. Dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 il secondo CV prodotto dagli impianti eolici esistenti viene però trattenuto e restituito successivamente. Ai sensi della nuova Emergency Ordinance 24/2017 pubblicata il 31 marzo 2017, la restituzione deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025 (in precedenza la finestra temporale era compresa tra il 2018 ed il 2020). L'impianto di Gebeleisis (70 MW,) riceve 2 CV fino al 2017, di cui uno trattenuto fino al 31 marzo 2017;
- gli impianti eolici entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2014 accedono invece a 1,5 CV per ogni MWh prodotto fino al 2017 e a partire dal 2018 a 0,75 CV, essendo sottoposti alla decurtazione del numero di CV (c.d. overcompensation) come previsto dalla Emergency Ordinance 23/2014.

L'Emergency Ordinance 24/2017 pubblicata alla fine di marzo 2017, oltre a modificare il periodo di recupero dei CV trattenuti, ha introdotto vari emendamenti alla Legge n. 220/2008, che riguardano:

- il periodo di validità dei CV, che viene esteso al 31 marzo 2032. Solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi;
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 Euro/MWh (da 57 Euro/MWh) e 29,4 Euro/MWh (da 27 Euro/MWh);
- la definizione della quota d'obbligo, che dal 2018 sarà determinata in funzione (i) di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato, il c.d. "annual green certificates static quantity" calcolato da ANRE ogni 2 anni, che per il periodo

²¹ Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento.

2017-2018 è posto pari a 14.910.140 CV; (ii) di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 Euro/MWh;

- la creazione di due mercati centralizzati “anonimi” per lo scambio dei CV a partire da settembre 2017: in un mercato verranno scambiati tra le parti in forma anonima solamente i CV, in un altro mercato sarà invece possibile vendere i CV insieme all'energia elettrica sottostante (i CV a prezzo di chiusura del mercato “CV only” e l'energia a prezzo di mercato).

In proposito, il 29 agosto 2017 è stato pubblicato un regolamento, in vigore a partire dal 1° settembre 2017, che disciplina la struttura dei mercati anonimi per lo scambio dei “certificati verdi”: il mercato centralizzato anonimo a termine dei contratti bilaterali di CV (PCTCV) e il mercato centralizzato anonimo spot di “certificati verdi” (PCSCV). Ai sensi del nuovo regolamento, non è possibile negoziare più di 10.000 CV in una sessione; nel mercato bilaterale a termine PCTCV il produttore può immettere un numero limitato di CV definito da ANRE entro il 31 agosto 2017, mentre nel mercato spot PCSCV i nomi delle parti possono essere svelati da OPCOM solamente alla fine delle transazioni.

Quanto alla quota d'obbligo 2017, l'ANRE con l'Ordinanza 27/2017 ha stabilito che per il periodo aprile-dicembre 2017 sarà pari a 0,358 CV/MWh, in aumento rispetto a quella stabilita per il periodo gennaio-marzo 2017 con l'Ordinanza 119/2016, pari a 0,320 CV/MWh (e pari a 0,306 CV/MWh per il 2016). Tale quota corrisponde alla quota massima di produzione di energia rinnovabile incentivata con i CV stabilita dal governo per il 2017, pari all'8,3% del consumo finale di energia stimato per il 2017 (in riduzione rispetto alla quota stabilita per il 2016 pari al 12,15% del consumo finale).

Regno Unito

Il sistema di incentivazione nel Regno Unito è ad oggi basato su due sistemi:

- **RO** (Renewable Obligation - i certificati riconosciuti sono i ROC), con quote d'obbligo sul consumo di energia elettrica, definite su base annua in base alla (i) produzione FER attesa (aggiungendo un margine del 10% c.d. headroom) ed al (ii) consumo di EE atteso, con l'obiettivo di mantenere il mercato in equilibrio/corto. La quota calcolata per il periodo aprile 2017 - marzo 2018 è pari al 40,9% per la Gran Bretagna ed al 16,7% per l'Irlanda del Nord. L'incentivo è riconosciuto per 20 anni. In seguito all'approvazione nel 2016 del nuovo Energy Bill, l'accesso a tale sistema è sostanzialmente previsto per gli impianti programmati entro il 31 marzo 2016 e realizzati entro il 31 marzo 2017. Sono riconosciuti dei grace period se eventuali ritardi nella costruzione non sono direttamente imputabili al produttore.
- **CfD** - per i nuovi impianti a fonti rinnovabili viene riconosciuto un incentivo del tipo CfD aggiudicato tramite aste al ribasso multi-tecnologiche. Tale incentivo è riconosciuto per 15 anni (inflazionato).

Ad ottobre 2017 Il Governo ha approvato il documento sulla Clean Growth Strategy, la strategia con la quale il Governo Britannico promuove una nuova era di crescita economica verde, sostenuta dal più grande aumento della spesa pubblica negli ultimi tre decenni (2,5 miliardi di Sterline per sostenere l'innovazione a basse emissioni di carbonio dal 2015 al 2021). La Clean Growth Strategy disciplina l'estensione dei tender per i CfD che, però, non prevedono contingenti per l'onshore a meno dei progetti “sulle isole scozzesi remote”.

SINTESI DEI RISULTATI RECURRING DEL PERIODO

3° trimestre		RISULTATI ECONOMICI	Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
87	71	Ricavi della gestione caratteristica	319	316
57	43	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	227	230
(40)	(42)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(119)	(125)
17	2	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	108	105
7	8	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	27	21
65%	61%	EBITDA Margin % ⁽²⁾	71%	73%

(1) non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

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

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

MARGINE OPERATIVO LORDO RECURRING

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
46	34	Italia	178	179
11	10	Estero	49	51
		di cui		
3	2	Germania	15	12
5	4	Francia	20	24
1	2	Bulgaria	5	5
1	2	Romania	6	6
1	(0)	Polonia	2	3
(0)	(0)	UK	(0)	(0)
57	43	Totale	227	230

I ricavi consolidati registrati nel **terzo trimestre** 2017 dalle fonti non programmabili hanno beneficiato delle maggiori produzioni (complessivamente in aumento del +24%) riscontrate rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Si segnala che nel corso del trimestre alcuni parchi eolici in Italia per complessivi 193 MW (pari a 59 GWh di produzione) non hanno più beneficiato dell'incentivo sostitutivo poiché è terminato il periodo incentivato; tuttavia tali parchi nel periodo hanno beneficiato del regime di proroga tramite rimborso della mancata produzione eolica di anni pregressi per un importo di 3,0 milioni di Euro.

Per quanto riguarda i prezzi di vendita nel **terzo trimestre** 2017, per ERG in Italia il ricavo medio unitario delle produzioni eoliche e relative vendite, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex "certificati verdi"), è stato pari a 143,8 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 138,4 Euro/MWh del terzo trimestre 2016.

Tale aumento è legato principalmente all'incremento del valore degli incentivi (ex certificati verdi) da 100,1 Euro/MWh a 107,3 Euro/MWh oltre che, in misura minore, all'incremento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica. Si ricorda infatti 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 (vedi sezione scenario tariffario). 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.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 89,1 Euro/MWh e 91,5 Euro/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 279 GWh (+30%).

Il margine operativo lordo recurring del **terzo trimestre** 2017 è pari complessivamente a 57 milioni, in aumento rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente (43 milioni), per le motivazioni sopra richiamate e per i minori costi operativi a seguito della maggiore efficienza resa possibile da un più mirato controllo degli stessi grazie anche al nuovo assetto organizzativo.

I ricavi consolidati registrati nei **primi nove mesi** 2017 dalle fonti non programmabili hanno risentito delle minori produzioni in Italia (-4%) riscontrate rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio.

Si segnala che nel corso del periodo hanno terminato il periodo incentivato alcuni parchi eolici in Italia per complessivi 193 MW (pari a 157 GWh di produzione) che pertanto non hanno più beneficiato dell'incentivo sostitutivo; tuttavia tali parchi nel periodo hanno beneficiato del regime di proroga tramite rimborso della mancata produzione eolica di anni pregressi per un importo di 8,4 milioni di Euro.

Per quanto riguarda i prezzi di vendita nei **primi nove mesi** 2017, per ERG in Italia il ricavo medio unitario delle produzioni eoliche e relative vendite, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex "certificati verdi"), è stato pari a 150,1 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 136,2 Euro/MWh dei primi nove mesi del 2016. Tale aumento è legato al forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche (per ERG prevalentemente nelle Isole e al Sud), alle azioni di energy management sui mercati organizzati dell'energia e all'incremento del valore degli incentivi (ex "certificati verdi") da 100,1 Euro/MWh a 107,3 Euro/MWh. Si ricorda infatti 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 (vedi sezione scenario tariffario). 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.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 89,0 Euro/MWh e 91,5 Euro/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 1.009 GWh (+10%).

Il margine operativo lordo recurring dei **primi nove mesi** 2017 è pari complessivamente a 227 milioni, in lieve diminuzione rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente (230 milioni), per le motivazioni sopra richiamate, in parte compensate dai minori costi operativi a seguito della maggiore efficienza resa possibile da un più mirato controllo degli stessi grazie anche al nuovo assetto organizzativo.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 71%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in lieve diminuzione rispetto al 73% registrato nei primi nove mesi del 2016, principalmente a seguito della riduzione dei volumi per effetto della minore ventosità riscontrata in particolare in Italia nei primi nove mesi del 2017 rispetto ai valori

dell'analogo periodo dell'anno precedente, oltre che per il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, in parte compensati dall'apporto dei parchi eolici acquisiti in Germania.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2016		Primi 9 mesi	
		2017	2016
1.094	Italia	1.094	1.094
	di cui		
247	Campania	247	247
120	Calabria	120	120
249	Puglia	249	249
79	Molise	79	79
89	Basilicata	89	89
198	Sicilia	198	198
111	Sardegna	111	111
2	Altre	2	2
626	Estero	674	626
	di cui		
168	Germania	216	168
252	Francia	252	252
82	Polonia	82	82
54	Bulgaria	54	54
70	Romania	70	70
1.720	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.768	1.720

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 settembre 2017, pari a 1.768 MW, è in aumento di 48 MW rispetto al dato al 30 settembre 2016, a seguito dell'acquisizione di 6 parchi eolici in Germania.

PRODUZIONI (GWh)

3° trimestre		Primi 9 mesi	
2017	2016	2017	2016
444	368	1.523	1.711
	Italia		
	di cui		
100	78	346	394
63	52	181	202
117	100	390	417
36	31	124	128
38	32	131	146
51	43	206	251
40	32	145	174
279	215	1.009	920
	Estero		
	di cui		
61	43	237	175
93	73	337	378
45	35	166	138
38	26	116	102
42	38	153	127
723	583	2.532	2.631
	Produzioni complessive parchi		

Nel **terzo trimestre** del 2017 la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 723 GWh rispetto ai 583 GWh al corrispondente periodo del 2016, con una produzione in aumento complessivamente del 24%, di cui +21% in Italia (da 368 GWh a 444 GWh) e +30% all'estero (da 215 GWh a 279 GWh).

L'aumento delle produzioni in Italia (+76 GWh) è legato alle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo rispetto a quelle del terzo trimestre 2016, che erano risultate deboli rispetto alla media storica. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 64 GWh è attribuibile sia al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del 2017 sia alle maggiori produzioni riscontrate in tutti i paesi esteri.

Nei **primi nove mesi** del 2017 la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.532 GWh, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2016 (2.631 GWh), con una produzione in calo circa dell'11% in Italia (da 1.711 GWh a 1.523 GWh) ed in aumento del 10% all'estero (da 920 GWh a 1.009 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-189 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e inferiori a quelle registrate nei primi nove mesi del 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 89 GWh è attribuibile al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del periodo oltre alle buone produzioni in Polonia ed in Romania, parzialmente compensate dalle minori produzioni in Francia.

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	
2017	2016		2017	2016
18%	15%	Italia	21%	24%
		di cui		
18%	14%	Campania	21%	24%
24%	20%	Calabria	23%	26%
21%	18%	Puglia	24%	26%
20%	18%	Molise	24%	25%
19%	16%	Basilicata	23%	25%
12%	10%	Sicilia	16%	19%
16%	13%	Sardegna	20%	24%
19%	16%	Estero	23%	22%
		di cui		
13%	12%	Germania	17%	16%
17%	13%	Francia	20%	23%
25%	20%	Polonia	31%	26%
32%	22%	Bulgaria	33%	29%
27%	25%	Romania	33%	28%
19%	15%	Load factor ⁽¹⁾	22%	23%

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

Nel **terzo trimestre** 2017 il load factor complessivo, pari al 19%, è risultato superiore a quello registrato nel corrispondente periodo del 2016, con un incremento dal 15% al 18% in Italia e dal 16% al 19% all'estero, grazie ai migliori risultati riscontrati in tutti i paesi.

Nei **primi nove mesi** del 2017 il load factor complessivo, pari al 22%, è risultato in lieve flessione rispetto a quanto registrato nei primi nove mesi del 2016, con una diminuzione dal 24% al 21% in Italia, parzialmente compensata da un incremento dal 22% al 23% all'estero.

FONTI PROGRAMMABILI

Mercato di riferimento

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
MERCATO ELETTRICO ITALIA ⁽¹⁾ (GWh)				
82.805	80.712	Domanda	239.540	235.458
416	493	Consumo pompaggi	1.706	1.759
9.824	8.979	Import/Export	28.138	31.535
73.397	72.226	Produzione interna ⁽²⁾	213.108	205.682
		di cui		
48.402	47.796	Termoelettrica	144.667	134.538
11.775	12.427	Idroelettrica	30.849	34.937
13.220	12.003	Altre rinnovabili	37.592	36.207
PREZZI DI CESSIONE (Euro/MWh)				
51,6	40,9	PUN ⁽³⁾	51,3	38,4
62,3	54,3	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	58,7	46,1
59,9	45,4	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	59,1	41,8

(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

(3) Prezzo Unico Nazionale. Fonte: GME S.p.A.

Scenario di mercato in Italia

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel **terzo trimestre** 2017 è stata pari a 82,8 TWh, in aumento (+2,6%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel terzo trimestre 2017 si è registrato un fabbisogno di circa 5,5 TWh, in aumento (+4,0%) rispetto al terzo trimestre 2016, così come nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, in cui la richiesta di energia elettrica si è attestata a 12,1 TWh (+5,1%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 73,4 TWh, in aumento dell'1,6% rispetto al 2016, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 9,8 TWh (+9,4% rispetto al 2016). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 66% da centrali termoelettriche e per il restante

34% da fonti rinnovabili. Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una maggiore produzione da fonte termoelettrica (+1%) ed un calo della produzione idrica (-5%).

Il valore medio del PUN del **terzo trimestre** 2017 si è attestato a 51,6 Euro/MWh, in aumento del 26% rispetto al valore rilevato nel 2016 (40,9 Euro/MWh).

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nei **primi nove mesi** 2017 è stata pari a 239,5 TWh, in aumento (+1,7%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nei primi nove mesi 2017 si è registrato un fabbisogno di circa 14,5 TWh, in aumento (+2,0%) rispetto ai primi nove mesi 2016, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 33,7 TWh (+2,7%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 213,1 TWh, in aumento del 3,6% rispetto al 2016, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 28,1 TWh (-10,8% rispetto al 2016). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 68% da centrali termoelettriche e per il restante 32% da fonti rinnovabili. Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una maggiore produzione da fonte termoelettrica (+8%) ed un calo della produzione idrica (-12%).

Il valore medio del PUN nei **primi nove mesi** 2017 si è attestato a 51,3 Euro/MWh, in aumento del 34% rispetto al valore rilevato nel 2016 (38,4 Euro/MWh).

Scenario normativo di riferimento:

Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

Il periodo di applicazione della disciplina delle Unità Essenziali in base al D.L. 91/2014 e alla Deliberazione 521/2014 e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 27 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente.

Nel mese di luglio 2016 è stato quindi richiesto il conguaglio del reintegro spettante per l'anno 2015, ai sensi dell'art. 65.28 della Deliberazione 111/06; nel mese di settembre 2016 è stato richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro, relativo al primo trimestre, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della Deliberazione 521/2014, come modificata dalla Deliberazione 496/2015. Si ricorda che in data 30 dicembre 2016 sono stati incassati circa 28 milioni come ulteriore acconto del 2015 e circa 18 milioni come acconto del 2016, mentre rimanevano ancora da incassare circa 26 milioni.

Nel mese di ottobre 2017 l'Autorità ha avviato l'istruttoria sul costo fisso relativamente alla richiesta di reintegrazione per l'anno 2015: si prevede di incassare l'ultimo conguaglio di competenza 2015 entro il 31 dicembre 2017 (circa 13,3 milioni di Euro).

Sempre nel mese di ottobre 2017 Terna ha effettuato l'istruttoria sul margine di contribuzione della richiesta di rein-

tegrazione (conguaglio) di competenza 2016: si prevede di incassare un acconto sul predetto conguaglio entro il 31 dicembre 2017 (stimato in 6,2 milioni di Euro su 12,9 milioni di Euro residui).

Il residuo della reintegrazione 2016 sarà incassato nel corso del 2018.

Reti interne di utenza (RIU)

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

Infine l'art. 1 comma 91 della Legge 124/2017 (cosiddetta Legge Concorrenza 2017) ha previsto che le norme di separazione funzionale non si applichino ai gestori dei Sistemi di distribuzione chiusi (di cui fanno parte le RIU); ai predetti gestori si applicano esclusivamente le norme di separazione contabile. L'Autorità ha avviato un procedimento atto all'implementazione di quanto stabilito dalla predetta legge (Delibera 613/2017 del 7 settembre 2017).

Idroelettrico: canoni di concessione

La Giunta Regionale della Regione Umbria con Deliberazione n. 1067 del 22 settembre 2015 ha proceduto alla rideterminazione dei canoni di concessione per le grandi derivazioni di acqua a scopo idroelettrico. La nuova tariffa unitaria pari a 31,02 Euro/kW di potenza nominale di concessione per modulo, che decorre dal 1° gennaio 2016, è pari al doppio di quella vigente fino al 31 dicembre 2015. Nel dicembre 2015 ERG Hydro S.r.l. ha presentato ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche di Roma per chiedere l'annullamento della menzionata delibera. I risultati del periodo prudenzialmente riflettono il suddetto incremento.

Legge di Stabilità n. 208/2015

Con l'approvazione della Legge di Stabilità n. 208/2015, è stata varata, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, una nuova disciplina per la determinazione della rendita catastale delle unità immobiliari a destinazione produttiva. Nello specifico, la Legge di Stabilità 2016 all'art. 1, commi 21-24 prevede che per le centrali di produzione di energia elettrica non siano più oggetto di imposta le componenti impiantistiche con un conseguente impatto positivo in termini di minori oneri impositivi.

Si segnala infine che nel mese di aprile 2017, il Gruppo ha ricevuto notifica da parte dell'AEEGSI di due provvedimenti di natura prescrittiva riferiti alle controllate ERG Hydro e ERG Power Generation. Entrambe le comunicazioni hanno ad oggetto le modalità di partecipazione al mercato elettrico per il periodo compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016. Si stima che gli eventuali impatti economici non siano significativi.

Si segnala altresì che nel mese di ottobre 2017, le società del Gruppo, ERG Hydro ed ERG Power Generation, hanno ricevuto, da parte della Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità, la notifica di avvio del provvedimento sanzionatorio per le condotte già oggetto della Delibera 342/2016.

Premessa sui principali risultati del periodo

Il Gruppo ERG è presente in modo differenziato nel settore delle **fonti programmabili**, e in particolare il Gruppo opera:

- nell'**idroelettrico**: 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;
- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) co-generativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

Sintesi dei principali risultati del periodo

Nelle tabelle che seguono sono riportati i risultati delle fonti programmabili, mentre nei paragrafi successivi sono commentati in modo distinto i risultati del termoelettrico e dell'idroelettrico.

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
139	155	Ricavi della gestione caratteristica	445	440
42	36	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	136	129
(22)	(22)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(67)	(67)
20	14	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	69	62
4	3	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	9	8
30%	23%	EBITDA Margin %	31%	29%

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

Termoelettrico

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
111	129	Ricavi della gestione caratteristica	341	353
23	19	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	63	70
(7)	(7)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(23)	(22)
16	11	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	39	48
2	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5	6
21%	15%	EBITDA Margin %	18%	20%
638	740	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.812	2.032

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

Nel corso del **terzo trimestre** 2017 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 638 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2016 (740 GWh); analogamente i ricavi sono risultati in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente, nonostante l'aumento generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per 178 migliaia di tonnellate, è in aumento rispetto alle 118 migliaia di tonnellate del terzo trimestre 2016 a seguito del maggior fabbisogno dei clienti di sito. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo recurring del **terzo trimestre** 2017 è risultato pari a 23 milioni, in aumento rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (19 milioni), anche grazie all'apprezzamento del valore dei Titoli di Efficienza Energetica di cui è titolare l'impianto CCGT in quanto cogenerativo ad alto rendimento, oltre che dall'aumento del margine (Spark spread) a seguito del maggiore aumento dei prezzi di vendita rispetto a quello del costo del gas, nonché dal miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo.

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2017 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.812 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2016 (2.032 GWh), anche per effetto delle intervenute modifiche al sistema regolatorio di pertinenza. Si segnala infatti che il periodo non ha più goduto del diritto al "corrispettivo di reintegro" spettante fino alla vigenza del regime delle Unità Essenziali, terminato il 27 maggio 2016, mentre nell'analogo periodo dello scorso anno ne aveva beneficiato per un controvalore pari a circa 31 milioni.

Tali impatti, a livello di ricavi, sono stati mitigati dal significativo aumento generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per 575 migliaia di tonnellate, è in linea rispetto alle 570 migliaia di tonnellate dei primi nove mesi del 2016. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo recurring dei **primi nove mesi** del 2017 è risultato pari a 63 milioni (70 milioni nello stesso periodo del 2016), in linea con le aspettative ma inferiore rispetto al primo semestre 2016, a seguito principalmente della assenza tra i ricavi del 2017 del corrispettivo di reintegro ex UESSE, pari nel primo semestre 2016 a circa 31 milioni, che ha quindi influenzato il risultato operativo percentuale. Tale andamento è stato parzialmente mitigato dall'apprezzamento del valore dei Titoli di Efficienza Energetica di cui è titolare l'impianto CCGT in quanto cogenerativo ad alto rendimento di cui circa 11 milioni relativi al maggior valore dei TEE maturati nell'anno precedente, oltre che dall'aumento del margine (Spark spread) a seguito del maggiore aumento dei prezzi di vendita rispetto a quello del costo del gas, nonché dal miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo.

Idroelettrico

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

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
29	26	Ricavi della gestione caratteristica	104	87
19	17	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	73	59
(15)	(15)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(44)	(44)
4	3	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	29	14
2	1	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	2
65%	66%	EBITDA Margin %	70%	67%
232	277	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	884	1.028

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

Nel corso del **terzo trimestre** 2017 i ricavi, pari a 29 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica per 13 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 15 milioni, oltre a ricavi da MSD per 1 milione.

I costi, complessivamente pari a 10 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del terzo trimestre 2017 è risultato pari a 19 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale per la dinamica dei prezzi zonali riscontrata nell'area Centro Nord in Italia nel periodo a seguito dell'aumento del saldo netto delle importazioni/esportazioni di energia verso la Francia, ed anche per la modulazione degli impianti, sia il valore della tariffa incentivante (ex "certificato verde"), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni e per un valore pari a circa 107 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (232 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo, pari complessivamente a circa 120,7 Euro/MWh (96 Euro/MWh nell'analogo periodo del 2016).

L'EBITDA margin del terzo trimestre 2017 è risultato complessivamente pari al 65%.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 20%, risente della scarsa idraulicità riscontrata (produzione di 232 GWh nel terzo trimestre 2017, in diminuzione sia rispetto a quanto riscontrato nel terzo trimestre 2016 sia rispetto alla media storica decennale).

Nel corso dei **primi nove mesi** 2017 i ricavi, pari a 104 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica per 51 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 50 milioni di cui circa 8 milioni relativi

al recupero di incentivi pregressi a seguito dell'annullamento della revoca della qualificazione IAFR principalmente dell'impianto di Sigillo (5 MW) oltre a ricavi da MSD per 4 milioni.

I costi, complessivamente pari a 32 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo dei primi nove mesi 2017 è risultato pari a 73 milioni (59 milioni nel corrispondente periodo dell'anno precedente).

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale per la dinamica dei prezzi zonali riscontrata nell'area Centro Nord in Italia nel periodo a seguito dell'aumento del saldo netto delle importazioni/esportazioni di energia verso la Francia, ed anche per la modulazione degli impianti, sia il valore della tariffa incentivante (ex "certificato verde"), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni e per un valore pari a circa 107 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (884 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo, pari complessivamente a circa 107,1 Euro/MWh (85 Euro/MWh nel 2016), esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi.

L'EBITDA margin dei primi nove mesi del 2017 è risultato complessivamente pari al 70%.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 26%, risente della scarsa idraulicità riscontrata (produzione di 884 GWh nei primi nove mesi del 2017, in diminuzione sia rispetto al corrispondente periodo del 2016 che alla media storica decennale).

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,5 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,1 MW relativi a piccole derivazioni.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 522, 522 e 127 metri s.l.m., inferiori sia rispetto ai livelli al 30 settembre 2016 (rispettivamente 526, 526 e 126 metri s.l.m.).

INVESTIMENTI

Si premette che il dato degli investimenti del periodo non include l'**acquisizione di sei parchi eolici in Germania**, acquisiti dal Gruppo DIF, con una capacità installata di 48,4 MW. Il valore dell'acquisizione è di circa 40 milioni di Euro in termini di enterprise value.

Si precisa che il dato degli investimenti, per il corrispondente periodo dell'anno precedente, non include **due importanti acquisizioni** effettuate nel periodo nell'ambito delle Fonti Non Programmabili:

- l'acquisizione a inizio 2016 da un fondo gestito da Impax Management Group di **undici parchi eolici in Francia e di sei parchi eolici in Germania**, con una capacità installata per complessivi 206 MW (ed una produzione annua media attesa di circa 410 GWh), oltre che di due società che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi. Il valore dell'acquisizione è di circa 290 milioni di Euro in termini di enterprise value, pari ad un multiplo di circa 1,4 milioni di Euro per MW.
- l'acquisizione da TCI Renewables di Brockaghboy Windfarm Ltd. ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, con una capacità prevista di oltre 47,5 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 150 GWh all'anno. L'operazione ha comportato un esborso iniziale di circa 13 milioni, a cui si aggiungono gli investimenti effettuati a valle dell'acquisizione del progetto, commentati nella sezione che segue. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 80 milioni di Euro già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Nel **terzo trimestre** 2017 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 11 milioni (12 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 10,9 milioni relativi ad immobilizzi materiali (11,5 milioni nel terzo trimestre 2016) e 0,2 milioni ad immobilizzi immateriali (0,5 milioni nel terzo trimestre 2016).

Nei **primi nove mesi** del 2017 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 37 milioni (31 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 36 milioni relativi ad immobilizzi materiali (29 milioni nei primi nove mesi del 2016) e 1 milione ad immobilizzi immateriali (2 milioni nei primi nove mesi del 2016).

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
7	8	Fonti Non Programmabili	27	21
7	8	Eolico	27	21
4	3	Fonti Programmabili	9	8
2	2	Termoelettrico	5	6
2	1	Idroelettrico	4	2
-	-	Corporate	1	1
11	12	Totale	37	31

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del terzo trimestre 2017 (7 milioni) e dei primi nove mesi del 2017 (27 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Power Generation per circa 24 milioni a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord. Più in dettaglio, il parco di Brockaghboy, costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi, è stato completato alla fine del mese di agosto ed è in corso di completamento la fase di "commissioning".

Fonti Programmabili

Gli investimenti del terzo trimestre 2017 (4 milioni) e dei primi nove mesi del 2017 (9 milioni) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti, incluse le attività di unificazione del centro di controllo e dei sistemi informativi. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

TOTALERG

ERG S.p.A. detiene una partecipazione al 51% nella joint venture TotalErg S.p.A., costituita nel 2010 attraverso la fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A in ERG Petroli S.p.A.

La società si posiziona come uno dei primari operatori del mercato del Downstream.

Come già indicato in Premessa si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2015 i valori adjusted del Gruppo non includono più il contributo della joint venture TotalErg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

La partecipazione continuerà ad essere consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Data la rilevanza della partecipazione ed in continuità con l'informativa indicata nei precedenti resoconti finanziari, nella presente sezione si fornisce una sintesi degli indicatori economici e finanziari e dell'andamento gestionale del periodo.

SINTESI DEI PRINCIPALI RISULTATI DI TOTALERG

I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% del bilancio consolidato della società, operativa dal 1° ottobre 2010.

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
RISULTATI ECONOMICI				
45	44	Margine operativo lordo recurring ⁽¹⁾	133	97
(13)	(19)	Ammortamenti e svalutazioni	(53)	(55)
33	26	Risultato operativo netto recurring ⁽¹⁾	79	42
20	16	Risultato netto recurring ⁽²⁾	49	20
13	15	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	40	42
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
444	635	Capitale investito netto	444	635
299	266	Patrimonio netto	299	266
145	368	Indebitamento finanziario netto totale	145	368

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +11 milioni nel terzo trimestre 2017 (+1 milione nel terzo trimestre 2016) e +3 milioni nei primi nove mesi del 2017 (+18 milioni nei primi nove mesi del 2016)

(2) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche, commentate alla nota (1), al netto del relativo effetto fiscale

TotalErg opera nel settore marketing attraverso la propria Rete Italia, costituita da 2.526 impianti (di cui 1.643 sociali e 883 convenzionati), rispetto ai 2.591 al 30 settembre 2016 e 2.585 al 31 dicembre 2016. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti e che la diminuzione dei punti vendita è dovuta al processo di ristrutturazione della rete carburanti portato avanti in questi anni, che ha determinato la chiusura di punti vendita a basso erogato, la

modernizzazione / automazione di quelli di proprietà a maggior erogato e la risoluzione di contratti di impianti di terzi a scarsa profittabilità.

TotalErg opera anche nel mercato Extra Rete, vendendo prodotti petroliferi prevalentemente a società che a loro volta rivendono ad utenti finali nei loro mercati locali e direttamente al consumo attraverso le società controllate, nonché nel mercato delle Specialties, tramite la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL.

TotalErg opera inoltre nella raffinazione e nella logistica, attraverso la Raffineria Sarpom di Trecate, situata in una delle aree nazionali con maggiore intensità di consumi, con una capacità complessiva annua di distillazione bilanciata, per la quota TotalErg, di 1,6 milioni di tonnellate (circa 30 migliaia di barili/giorno).

La Raffineria Sarpom è provvista di conversione catalitica, maggiormente orientata alla produzione di distillati leggeri e lavora prevalentemente greggi a basso tenore di zolfo.

Il margine operativo lordo recurring del **terzo trimestre** 2017 è pari a circa 45 milioni, in lieve aumento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2016 (44 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati beneficiano solo in parte di uno scenario positivo, contraddistinto da una domanda in contrazione rispetto al terzo trimestre 2016.

Nel settore Extra Rete i risultati economici del periodo sono risultati in diminuzione così come per le Specialties.

Per quel che riguarda la raffinazione i risultati sono stati significativamente superiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente a seguito di margini di raffinazione in crescita (indicatore EMC in aumento da 1,5 \$/barile a 4,0 \$/barile); mentre per la logistica i risultati del terzo trimestre 2017 sono stati inferiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente.

Le lavorazioni effettuate nel terzo trimestre 2017 ammontano a 424 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 400 migliaia di tonnellate del terzo trimestre 2016.

Il margine operativo lordo recurring dei **primi nove mesi** del 2017 è pari a circa 133 milioni, in forte aumento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2016 (97 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati beneficiano di uno scenario positivo, contraddistinto da una domanda sostanzialmente stabile rispetto ai primi nove mesi del 2016 ma con margini di mercato in crescita.

Nel settore Extra Rete i risultati economici del periodo sono risultati in crescita, mentre le Specialties presentano margini in lieve contrazione.

Per quel che riguarda la raffinazione i risultati sono stati significativamente superiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente a seguito di margini di raffinazione in crescita (indicatore EMC in aumento da 2,1 \$/barile a 3,4 \$/barile); mentre per la logistica i risultati dei primi nove mesi del 2017 sono stati inferiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente.

Le lavorazioni effettuate nei primi nove mesi del 2017 ammontano a 1.219 migliaia di tonnellate, in lieve aumento rispetto alle 1.203 migliaia di tonnellate dei primi nove mesi del 2016.

Il risultato netto recurring del **terzo trimestre** 2017 (20 milioni) è stato significativamente superiore a quello del terzo trimestre 2016 (16 milioni), principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi ed inoltre beneficia di minori ammortamenti a seguito della cessione della controllata Restiani e oneri finanziari.

Il risultato netto recurring dei **primi nove mesi** del 2017 (49 milioni) è stato significativamente superiore a quello dell'analogo periodo del 2016 (20 milioni), principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi ed inoltre beneficia di minori ammortamenti ed oneri finanziari.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 30 settembre 2017 risulta pari a 145 milioni, in diminuzione rispetto ai 244 milioni al 31 dicembre 2016, principalmente a seguito della cessione della partecipata Restiani.

TotalErg è finanziariamente autonoma per la gestione operativa e per l'attività di sviluppo ricorrente grazie al contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri. Il finanziamento è costituito da una linea di credito term di 200 milioni e da una linea di credito revolving di 500 milioni, per un totale di 700 milioni, è senior e non è assistito da alcuna garanzia, reale e non, da parte dei due azionisti.

Investimenti TotalErg

Nel **terzo trimestre** 2017 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 13 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del terzo trimestre 2016 (15 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 71%) ha interessato la Rete, inoltre una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Nei **primi nove mesi** del 2017 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 40 milioni, in linea rispetto all'analogo periodo del 2016 (42 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 75%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc.), a cui si aggiungono le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

PROSPETTI CONTABILI

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

Nella tabella seguente è riportata l'area di consolidamento al 30 settembre 2017.

Rispetto al 31 dicembre 2016 si segnala:

- l'incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A.;
- l'incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A.;
- l'acquisizione dal Gruppo DIF di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania.



RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali dei primi nove mesi del 2016 di seguito esposti **includono le poste non recurring**. Nei primi nove mesi del 2017 non sono state rilevate poste non recurring.

Si rimanda al capitolo "Indicatori alternativi di performance" per l'analisi dei risultati al netto di tali poste che meglio rappresentano l'andamento gestionale del Gruppo.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
227,0	226,8	Ricavi della gestione caratteristica	765,3	757,0
2,3	3,5	Altri ricavi e proventi	7,1	11,6
229,4	230,4	RICAVI TOTALI	772,4	768,7
(76,9)	(90,7)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(248,8)	(221,7)
(40,1)	(48,6)	Costi per servizi e altri costi operativi	(121,2)	(152,7)
(14,1)	(13,5)	Costi del lavoro	(45,9)	(45,5)
98,2	77,6	MARGINE OPERATIVO LORDO	356,4	348,8
(62,4)	(64,6)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(188,1)	(193,2)
35,8	13,1	Risultato operativo netto	168,4	155,6
(15,3)	(18,0)	Proventi (oneri) finanziari netti	(49,3)	(64,0)
14,3	19,8	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	26,2	28,1
34,8	14,9	Risultato prima delle imposte	145,3	119,6
(4,9)	4,0	Imposte sul reddito	(30,9)	(25,2)
30,0	18,9	Risultato d'esercizio	114,4	94,4
–	0,6	Risultato di azionisti terzi	–	(2,4)
30,0	19,5	Risultato netto di Gruppo	114,4	92,0

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del **terzo trimestre** 2017 sono pari a 227 milioni in linea rispetto al terzo trimestre 2016, in conseguenza dei seguenti fattori:

- l'aumento del **settore Eolico** legato prevalentemente a una maggiore produzione del periodo ed all'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che degli incentivi;
- ricavi del **settore Idroelettrico** sostanzialmente in linea con il corrispondente periodo del 2016;
- il decremento del **settore Termoelettrico** legato principalmente alle minori produzioni

I ricavi dei **primi nove mesi** 2017 sono pari a 765 milioni in lieve aumento rispetto ai 757 milioni dei primi nove mesi del 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il lieve aumento del **settore Eolico** legato prevalentemente a un andamento di prezzi più favorevole parzialmente compensato da una minore produzione in Italia e Francia;
- l'incremento dei ricavi del **settore Idroelettrico** in conseguenza principalmente dei maggiori prezzi medi di vendita e dei maggiori ricavi per "certificati verdi" degli anni pregressi;
- il decremento del **settore Termoelettrico** a seguito del venir meno del diritto al "corrispettivo di reintegro", in parte mitigato dall'aumento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi, i contributi in conto esercizio e i riaddebiti a società del Gruppo non consolidate integralmente.

Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

Nel **terzo trimestre** 2017 sono pari a 77 milioni in diminuzione di 14 milioni rispetto al terzo trimestre 2016 principalmente a seguito dei minori costi per acquisti di energia elettrica e altre utilities effettuati nel periodo.

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

Nei **primi nove mesi** del 2017 sono pari a 249 milioni in aumento di 27 milioni rispetto ai primi nove mesi del 2016 principalmente a seguito dei maggiori costi per acquisti di gas e energia elettrica.

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

Costi per servizi e 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 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.

Il decremento della voce si riferisce principalmente a minori costi per il trasporto di energia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico ed all'impianto CCGT e risultano lievemente inferiori rispetto a quelli dell'analogo periodo 2016 a seguito principalmente della fine della vita utile di

alcune componenti dei parchi francesi, dalla revisione della vita utile degli impianti in Francia e Germania acquisiti nel primo semestre del 2016, nell'ambito della Purchase Price Allocation definita nel Bilancio 2016, i cui effetti sono stati in parte compensati da maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione dei parchi tedeschi avvenuta nel secondo trimestre 2017 (per circa 3 milioni).

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del **terzo trimestre** 2017 sono pari a 15 milioni, rispetto ai 18 milioni registrati nel terzo trimestre 2016. Il decremento è imputabile principalmente ai minori interessi passivi a medio/lungo termine dovuto ai rimborsi avvenuti nel periodo e alle azioni di ristrutturazione completate nel corso del 2016.

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

Gli oneri finanziari netti dei **primi nove mesi** del 2017 sono pari a 49 milioni, rispetto ai 64 milioni registrati nei primi nove mesi del 2016. Il decremento è imputabile ai minori interessi passivi a medio lungo termine dovuto ai rimborsi avvenuti nel periodo e alle azioni di ristrutturazione completate nel corso del 2016.

Si ricorda che il primo semestre 2016 includeva oneri non ricorrenti per circa 8 milioni di Euro afferenti il prepayment del finanziamento bancario della società rumena Corni Eolian S.A. e il refinancing della Tranche A dell'acquisition loan funzionale all'acquisizione di ERG Hydro.

Al netto degli oneri non recurring di cui sopra, gli oneri finanziari netti a valori correnti del primo semestre 2016 risultavano pari a 56 milioni.

Gli effetti correlati alle ristrutturazioni finanziarie hanno permesso una riduzione del costo medio del debito a medio/lungo termine che nei primi nove mesi del 2017 si è attestato in media al 3,2% rispetto al 3,5% del 2016 (esclusi gli oneri non recurring).

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

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel **terzo trimestre** 2017 riflette i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. inclusivo delle variazioni del valore del magazzino (+14 milioni, rispetto agli 8 milioni del terzo trimestre 2016).

Si ricorda che nel terzo trimestre 2016 la voce includeva inoltre i proventi derivanti dalla valutazione al fair value della passività relativa ad un'opzione di cessione delle minorities di ERG Renew S.p.A (+11 milioni) e i proventi derivanti dalla cessione della partecipazione in ERG Eolica Lucana (+1 milione).

Nei **primi nove mesi** del 2017 la voce include i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. inclusivo delle variazioni del valore del magazzino (+26 milioni, rispetto ai 16 milioni del 2016). I risultati dei primi nove mesi 2016 includevano le poste già commentate in riferimento al terzo trimestre.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del **terzo trimestre** 2017 sono pari a 5 milioni (imposte positive per 4 milioni nel terzo trimestre 2016). Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 14% (tax rate non significativo nel terzo trimestre 2016). Il tax rate recurring del **terzo trimestre** 2017, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 16% (tax rate non significativo nel terzo trimestre 2016).

Le imposte sul reddito dei **primi nove mesi** 2017 sono pari a 31 milioni (25 milioni nello stesso periodo 2016).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 21% (28% nello stesso periodo del 2016).

Il tax rate recurring dei primi nove mesi del 2017, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 21% (24% nei primi nove mesi del 2016). Il decremento del tax rate è legato principalmente al beneficio comportato dalla riduzione dell'aliquota IRES (24% dal 1° gennaio 2017 rispetto al 27,5% dei primi nove mesi 2016). Si precisa che tale decremento è stato in parte compensato dall'effetto negativo legato all'adeguamento dell'aliquota dell'ACE (Aiuto Crescita Economica) (1,6% nel 2017 rispetto al 4,75% del 2016).

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30/09/2016	(Milioni di Euro)	30/09/2017	30/06/2017	31/12/2016
3.409,0	Capitale immobilizzato	3.280,8	3.320,3	3.372,2
205,7	Capitale circolante operativo netto	140,8	210,1	160,2
(6,4)	Trattamento di fine rapporto	(6,6)	(6,5)	(6,7)
365,6	Altre attività	319,7	329,3	310,1
(685,4)	Altre passività	(582,2)	(586,6)	(549,5)
3.288,5	Capitale investito netto	3.152,6	3.266,7	3.286,3
1.559,7	Patrimonio netto di Gruppo	1.782,5	1.752,6	1.729,1
51,8	Patrimonio netto di terzi	-	-	-
1.677,0	Indebitamento finanziario netto	1.370,1	1.514,1	1.557,2
3.288,5	Mezzi propri e debiti finanziari	3.152,6	3.266,7	3.286,3
51%	Leva finanziaria	43%	46%	47%

Al 30 settembre il capitale investito netto ammonta a 3.153 milioni in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 43% (47% al 31 dicembre 2016).

Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016 è principalmente riconducibile agli ammortamenti del periodo, in parte compensata dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi effettuata nel periodo e dagli investimenti finalizzati alla realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord.

La diminuzione rispetto al 30 giugno è dovuta agli ammortamenti del periodo, in parte compensata dagli investimenti effettuati nel trimestre.

Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino parti di ricambio, i crediti principalmente per certificati verdi su società estere, per vendita energia elettrica con applicazione tariffa incentivante, per reintegro costi legati alla disciplina delle Unità Essenziali di ERG Power Generation (Decreto Mucchetti), e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali.

La diminuzione rispetto al 30 giugno è dovuta principalmente agli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2017, ai sensi della normativa vigente, e all'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica relativi al 2016.

Altre attività

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

Altre passività

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

Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/09/2016	(Milioni di Euro)	30/09/2017	30/06/2017	31/12/2016
2.044,1	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.861,9	1.841,2	1.934,1
(367,2)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(491,8)	(327,2)	(376,9)
1.677,0	Totale	1.370,1	1.514,1	1.557,2

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/09/2016	(Milioni di Euro)	30/09/2017	30/06/2017	31/12/2016
667,9	Debiti verso banche a medio-lungo termine	670,0	669,4	668,4
–	Quota corrente mutui e finanziamenti	(58,6)	–	–
171,4	Debiti finanziari a medio-lungo termine	222,0	120,2	141,9
839,3	Totale	833,4	789,7	810,4
1.331,8	Totale Project Financing	1.208,7	1.206,5	1.275,6
(127,0)	Quota corrente Project Financing	(180,2)	(154,9)	(151,9)
1.204,8	Project Financing a medio-lungo termine	1.028,5	1.051,6	1.123,7
2.044,1	TOTALE	1.861,9	1.841,2	1.934,1

I “Debiti verso banche a medio/lungo termine” al 30 settembre 2017 sono pari a 670 milioni di Euro (668 milioni al 31 dicembre 2016) riferibili a:

- un corporate acquisition loan di 350 milioni di Euro, sottoscritto con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali funzionale all'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.ON Produzione, ora ERG Hydro S.r.l.;
- tre corporate loan bilaterali con Mediobanca S.p.A. (150 milioni), UBI Banca S.p.A. (100 milioni) ed UniCredit S.p.A. (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del corporate acquisition loan sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento di progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania).

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

I “Debiti finanziari a medio/lungo termine”, pari a 222 milioni, sono riferibili a:

- passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 123 milioni (142 milioni al 31 dicembre 2016);
- passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni²² al 30 settembre 2017) effettuato nel terzo trimestre 2017, finalizzato al reperimento di ulteriori fondi per nuovi investimenti nel settore delle energie rinnovabili nonché per rifinanziare gli investimenti effettuati sugli impianti idroelettrici in Italia.

I debiti per “Project Financing a medio/lungo termine” (1.209 milioni al 30 settembre 2017) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.103 milioni di Euro erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 437 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 68 milioni di Euro;
- finanziamenti per 106 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.

Si precisa che in applicazione dello IAS 39 gli oneri accessori sostenuti per l'ottenimento dei finanziamenti sono portati a riduzione del debito cui si riferiscono, secondo il metodo del costo ammortizzato.

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

²² Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/09/2016	(Milioni di Euro)	30/09/2017	30/06/2017	31/12/2016
9,6	Debiti verso banche a breve termine	1,5	41,3	2,3
–	Quota corrente mutui e finanziamenti	58,6	–	–
10,0	Altri debiti finanziari a breve termine	1,5	1,8	3,8
19,6	Passività finanziarie a breve termine	61,6	43,1	6,0
(294,7)	Disponibilità liquide	(444,0)	(280,7)	(263,3)
(23,1)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(107,2)	(108,1)	(107,6)
(317,8)	Attività finanziarie a breve termine	(551,2)	(388,8)	(370,9)
127,0	Project Financing a breve termine	180,2	154,9	151,9
(195,9)	Disponibilità liquide	(182,5)	(136,3)	(163,9)
(69,0)	Project Financing	(2,3)	18,6	(12,0)
(367,2)	TOTALE	(491,8)	(327,2)	(376,9)

L'importo delle disponibilità liquide è aumentato nel corso dei primi nove mesi del 2017 a seguito degli incassi relativi a crediti per tariffa incentivante relativi al primo trimestre 2017 e ai Titoli di Efficienza Energetica relativi al 2016.

Le "Attività finanziarie a breve termine" comprendono inoltre i titoli di impiego liquidità a breve periodo.

La variazione della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" si riferisce in particolare ad un diverso impiego temporale di liquidità dei titoli sopra descritti.

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO				
83,3	70,5	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	306,2	302,0
–	–	Pagamento di imposte sul reddito	(15,2)	(8,7)
69,2	107,4	Variazione circolante operativo netto	22,4	(2,4)
0,1	(3,1)	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(5,6)	(32,1)
152,6	174,7	Totale	307,8	258,9
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO				
(11,0)	(12,3)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(35,2)	(28,0)
(0,4)	0,9	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	15,0	5,4
(11,4)	(11,4)	Totale	(20,1)	(22,6)
FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO				
–	–	Dividendi distribuiti	(74,4)	(142,8)
2,7	(0,4)	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	13,3	(16,4)
2,7	(0,4)	Totale	(61,1)	(159,2)
–	0,2	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(39,5)	(306,3)
144,0	163,2	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	187,1	(229,1)
1.514,1	1.840,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.557,2	1.447,9
(144,0)	(163,2)	VARIAZIONE DEL PERIODO	(187,1)	229,1
1.370,1	1.677,0	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.370,1	1.677,0

(1) non include gli utili (perdite) su magazzino e le imposte correnti del periodo

(2) la variazione dell'area di consolidamento dei primi nove mesi del 2017 si riferisce al consolidamento integrale delle società tedesche acquisite dal Gruppo DIF RE. Il dato relativo ai primi nove mesi del 2016 si riferisce principalmente al consolidamento integrale delle società acquisite da Impax Asset Management

(3) le altre variazioni del patrimonio netto si riferiscono principalmente ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.370 milioni, in decremento di 187 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo netto e per il dividendo ricevuto da TotalErg, che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF, la distribuzione dei dividendi, il pagamento delle imposte, nonché gli investimenti del periodo.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta in decremento di 144 milioni rispetto al 30 giugno 2017 (1.514 milioni) principalmente per il flusso di cassa operativo del periodo, per gli incassi degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2017, ai sensi della normativa vigente, e all'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica relativi al 2016.

Per un'analisi dettagliata degli investimenti effettuati si rimanda al relativo capitolo.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle poste no recurring (non caratteristiche) e **utili (perdite) su magazzino** ²³.

A partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2017 tali risultati, precedentemente denominati "a valori correnti", sono indicati con la definizione "recurring".

I risultati recurring sono indicatori non definiti nei Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS). Il management ritiene che tali indicatori siano parametri importanti per misurare l'andamento economico del Gruppo ERG, generalmente adottati nelle comunicazioni finanziarie degli operatori del settore petrolifero ed energetico.

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 descritte le componenti utilizzate per la determinazione del calcolo dei risultati recurring.

Le **poste no recurring (non caratteristiche)** includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Gli **utili (perdite) su magazzino** ²³ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

Si precisa che la partecipazione nella joint venture TotalErg è consolidata con il metodo del patrimonio netto.

²³ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla joint venture TotalErg



Riconciliazione con i risultati economici recurring

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
98,3	77,6	Margine operativo lordo	356,4	348,8
Esclusione Poste non caratteristiche:				
Fonti Programmabili				
-	-	Oneri per riorganizzazione societaria	-	0,3
Fonti Non Programmabili				
-	-	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	0,9
-	-	- Oneri accessori operazioni straordinarie	-	0,9
98,3	77,6	Margine operativo lordo recurring	356,4	350,9

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016	(Milioni di Euro)	2017	2016
30,0	19,5	Risultato netto di Gruppo	114,4	92,0
(4,0)	(0,4)	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	(1,2)	(6,4)
Esclusione Poste non caratteristiche:				
-	(0,0)	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	-	0,8
-	0,5	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	-	0,8
-	-	Esclusione effetto prepayment finanziamenti	-	5,9
-	-	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	-	0,8
-	(11,0)	Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities	-	(11,0)
25,9	8,6	Risultato netto di Gruppo recurring	113,2	82,9

Si precisa che nel corso dei primi nove mesi del 2017 non sono state individuate ed isolate poste no recurring (non caratteristiche) ad esclusione degli utili (perdite) su magazzino della joint venture TotalErg.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

11
ottobre
2017

ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto con Vent d'Est SAS, società della regione del Grand Est francese

con competenze industriali nella gestione e sviluppo di impianti eolici e solidi rapporti con il territorio, un accordo per l'acquisizione del 75% del capitale sociale di due società titolari di due parchi per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne del Voie Sacrée SAS di 12 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense SAS di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Il rimanente 25% è detenuto da Renvico France SAS.

Il valore dell'acquisizione, base 100%, è pari a un enterprise value di 12,9 milioni di euro. Il closing, condizionato tra l'altro alla rinuncia da parte del socio di minoranza al diritto di prelazione, è previsto entro fine anno. L'operazione prevede inoltre la stipula di un accordo di co-sviluppo con Vent d'Est SAS per una pipeline early-stage di circa 300 MW di progetti localizzati sempre in Francia, in zone che presentano una ventosità molto elevata.

L'accordo consentirà quindi di avviare un'attività di sviluppo greenfield anche in Francia, di cui ERG avrà la leadership nella definizione tecnica dei progetti e nella gestione dei costi.

Con tale acquisizione, coerente con gli obiettivi di Piano di diversificazione geografica e crescita all'estero, ERG porta la sua capacità installata a circa 270 MW in Francia, dove è già stato avviato un piano di progressiva internalizzazione delle attività di gestione dei parchi.

03
novembre
2017

ERG S.p.A. e Total Marketing Services S.A. hanno firmato un accordo vincolante con il Gruppo api finalizzato alla cessione del 100% delle azioni di

TotalErg S.p.A., società attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi e nella raffinazione. Il perimetro dell'operazione comprende circa 2.600 stazioni di servizio della rete, il polo logistico di Roma ed il 25,16% della raffineria di Trecate. L'efficacia dell'operazione, il cui closing è atteso entro il 31 gennaio 2018, è condizionata all'approvazione dell'Antitrust ed al completamento della scissione del ramo di azienda di TotalErg S.p.A. relativo al settore dei lubrificanti a favore di Total Italia S.r.l., con riferimento alla quale ERG S.p.A. e Total Marketing Services S.A., sempre in data 3 novembre, hanno siglato un accordo vincolante che prevede la vendita da parte di ERG S.p.A. al Gruppo Total della propria quota (51%) in tale società. Si ricorda, inoltre, che TotalErg S.p.A. aveva già finalizzato, il 10 agosto 2017, la cessione al fondo Ambiente SGR S.p.A. e ad Aber S.r.l. della controllata Restiani S.p.A., operante nel settore dei servizi calore, e, il 5 ottobre 2017, la vendita ad UGI Italia S.r.l. della controllata Totalgaz Italia S.r.l., società operante nella commercializzazione del GPL. L'importo complessivo che ERG S.p.A. incasserà per l'equity value dalla transazione è pari a 273 milioni di Euro. Tale ammontare è inclusivo dei dividendi straordinari distribuiti da TotalErg S.p.A. per complessivi 71 milioni di Euro (di cui 20 milioni di Euro pagati in data 11 maggio 2017 e i restanti in data 26 ottobre 2017) e di una componente differita di 36 milioni di Euro circa, regolata da un vendor loan agreement con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2017:

Fonti Non Programmabili

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie alla quale ha raggiunto 674 MW di potenza installata all'estero, pari al 38% dei 1.768 MW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire l'ottavo operatore eolico on shore in Europa. Il 2017 beneficerà del contributo dei nuovi parchi all'estero con l'entrata in esercizio nell'ultima parte dell'anno dell'impianto di circa 48 MW, costruito in Irlanda del Nord (UK) e dei nuovi parchi acquisiti in Germania per 48,4 MW, con i quali ERG consolida la propria posizione a circa 216 MW, divenendo l'ottavo operatore eolico nel paese.

Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo è previsto in leggera diminuzione principalmente a seguito della scarsa ventosità e secondariamente a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 214 MW. Tali effetti saranno parzialmente compensati dal maggior prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2016, da un parziale recupero dello scenario prezzi alla luce dell'andamento registrato nei primi mesi dell'anno, e dal riconoscimento del valore delle limitazioni alla produzione imposte dal gestore della rete elettrica negli esercizi precedenti con riferimento ai MW usciti dal sistema incentivante.

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

Fonti Programmabili

ERG nel corso del 2017 continuerà nell'operazione di consolidamento del Nucleo Idroelettrico di Terni e nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT di ERG Power.

Per quanto riguarda il Nucleo Idroelettrico, sebbene in presenza, nell'anno corrente, di scarsa idraulicità, si prevedono risultati in leggera crescita grazie a migliori prezzi di vendita, al maggior prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, queste ultime previste in calo rispetto all'anno precedente, alla maggiore capacità incentivata a seguito del riconoscimento IAFR per gli impianti di Cotilia e Sigillo ed alle azioni di continuo efficientamento.

Per l'impianto Termoelettrico si prevedono risultati in leggero aumento nonostante il venire meno della normativa sulle Unità Essenziali e del relativo contributo alla copertura dei costi fissi, associato alla piena entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi avvenuta a partire dal 28 maggio 2016, in buona parte mitigata dallo scenario favorevole (anche con riferimento ai prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica), dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, dalla massimizzazione della cogeneratività ad alto rendimento, dai recuperi di efficienza operativa e dall'attività di Energy Management.

In generale il risultato operativo lordo complessivo delle Fonti Programmabili è atteso quindi in leggero aumento.

Nel complesso per l'esercizio 2017 si attende un margine operativo lordo di circa 455 milioni di Euro nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il venir meno del regime di reintegro costi delle unità essenziali sul Termoelettrico; tali effetti vengono compensati dagli scenari prezzi più favorevoli, dal contributo dello sviluppo di nuova capacità produttiva nel Wind all'estero, dalla massimizzazione delle attività di Energy Management su tutti i mercati e dalla ricerca continua di efficienze sui costi operativi sia di business che centrali.

La generazione di cassa di ERG consentirà di ridurre l'indebitamento a circa 1.300 milioni di Euro (in forte calo rispetto ai 1.557 nel 2016).

Tale indicazione include una stima di nuovi investimenti per circa 100 milioni e dell'incasso in data 26 ottobre 2017 di circa 50 milioni di dividendi straordinari da TotalErg, della distribuzione ordinaria del dividendo a 0,5 Euro per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

Rischi e incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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

Genova, 10 novembre 2017

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, 10 novembre 2017

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Paolo Luigi Merli





ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

www.erg.eu



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

