



**RESOCONTO INTERMEDIO
SULLA GESTIONE**

AL 30 SETTEMBRE 2016



INDICE

Organi Societari	3
Premessa	4
Profilo del Gruppo.....	6
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.....	37
TotalErg.....	39
Prospetti Contabili.....	42
Area di Consolidamento integrale e aree di business.....	42
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	44
Indicatori alternativi di performance.....	52
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre.....	55
Evoluzione prevedibile della gestione.....	56

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁽¹⁾

Presidente
EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

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

Amministratore Delegato
LUCA BETTONTE

Amministratori
MASSIMO BELCREDI *(indipendente)*⁽³⁾
MARIA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*⁽⁴⁾
ALESSANDRO CHIEFFI *(indipendente)*⁽⁴⁾
BARBARA COMINELLI *(indipendente)*⁽⁴⁾
MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*
LUIGI FERRARIS *(indipendente)*⁽⁴⁾
PAOLO FRANCESCO LANZONI *(indipendente)*⁽³⁾
SILVIA MERLO *(indipendente)*⁽⁴⁾

COLLEGIO SINDACALE⁽⁵⁾

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) Nominato in data 24 aprile 2015.

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

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

(4) Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana S.p.A.

(5) Nominato in data 3 maggio 2016.

PREMESSA

Il Resoconto Intermedio al 30 settembre 2016, non sottoposto a revisione contabile, nelle more della decorrenza del termine di applicazione dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti e di una determinazione in merito da parte della Società, è stato predisposto, in via volontaria in continuità con i resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) e verrà conseguentemente pubblicato in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato.

I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2015 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 a valori correnti

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a valori correnti con l'esclusione delle poste non caratteristiche⁶ e degli utili (perdite) su magazzino⁷.

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori adjusted del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

⁶ Le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

⁷ Il contributo ad equity di TotalErg è esposto al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche.

Variazione perimetro di business

Si precisa che il confronto con i risultati dei primi nove mesi del 2015 risente in modo significativo del cambiamento di perimetro del Gruppo avvenuto principalmente nel secondo semestre 2015 e in particolare:

- acquisizione di sei parchi eolici (63 MW) in Francia dal gruppo Macquarie nel mese di luglio 2015 (parità di perimetro nel terzo trimestre);
- avvio del parco eolico di EW Ornetà 2 (42 MW) nel mese di luglio 2015 (parità di perimetro nel terzo trimestre);
- acquisizione del nucleo idroelettrico integrato di Terni (527 MW) da E.ON in data 30 novembre 2015;
- scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania (complessivi 20 MW), a fine 2015;
- avvio dei parchi eolici di Hydro Inwestycje e Blachy Pruszyński in Polonia (40 MW) ad inizio 2016;
- acquisizione di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e di sei in Germania (82 MW) da Impax Asset Management Group nel primo trimestre 2016.

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 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 ad alta efficienza e basso impatto ambientale con un impianto CCGT modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso le attività di Energy Management.

Il Gruppo ERG, attraverso le proprie controllate, opera nei settori della produzione di Energia Elettrica da:

Fonti non programmabili

Attraverso ERG Renew (al 30 settembre 2016 controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.720 MW di potenza installata al 30 settembre 2016. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia e 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 (626 MW operativi e 47,5 MW in costruzione), in particolare in Francia (252 MW), Germania (168 MW), Polonia (82 MW interamente sviluppati da ERG nel corso del 2015), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW post scioglimento joint venture con LUKOIL), oltre a 47,5 MW in costruzione in Gran Bretagna di cui è prevista l'entrata in esercizio nel 2017.

ERG, attraverso la società ERG Renew O&M, svolge inoltre attività di Operation & Maintenance sui propri impianti eolici italiani e su parte degli impianti in Francia e Germania.

Fonti programmabili

Il Gruppo è attivo nella produzione e commercializzazione di energia elettrica e utilities, attraverso:

- ERG Power S.r.l.: società proprietaria della cd. "Centrale Nord" (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato fino al 27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti⁸. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di

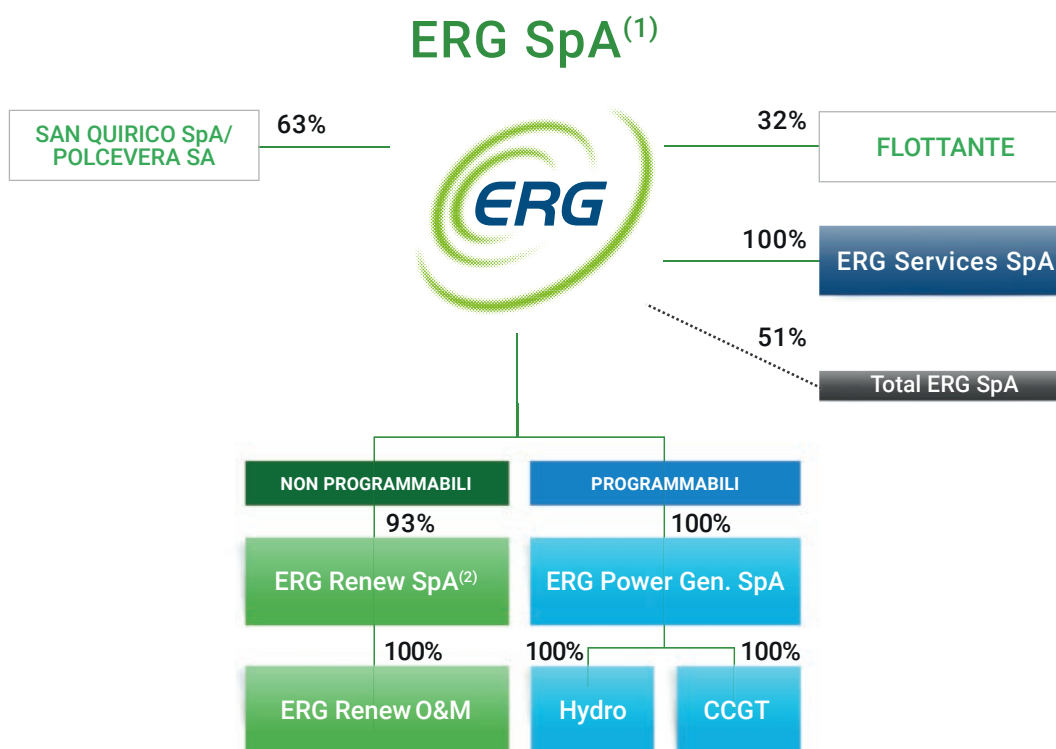
⁸ Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico.

ultima generazione alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e altre utilities;

- ERG Hydro S.r.l.: società neo costituita nella quale è stato conferito il ramo del business idroelettrico acquisito da E.ON Produzione S.p.A. a fine 2015. Il portafoglio integrato di asset di ERG Hydro è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi e una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW;
- ERG Power Generation S.p.A. (controllata al 100%): società che svolge le attività di Energy Management per tutto il Gruppo ERG, oltre alle attività di O&M per l'impianto di ERG Power S.r.l.
ERG Power Generation detiene il 100% di ERG Power S.r.l. e di ERG Hydro S.r.l.

Il modello organizzativo di ERG ha previsto inoltre l'accentramento dei servizi trasversali al Gruppo in ERG Services, società deputata a raggiungere l'eccellenza operativa nella fornitura dei "shared services". 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 e i cui risultati sono inclusi con il metodo del patrimonio netto.

Struttura del Gruppo al 30 settembre 2016



(1) ERG al 30 settembre 2016 possedeva il 5% di azioni proprie*

(2) UniCredit al 30 settembre 2016 possedeva il 7,14% del capitale sociale di ERG Renew*

* In data 12 ottobre 2016 ERG S.p.A. ha sottoscritto e perfezionato un accordo con UniCredit che prevede la permuta di tutte le azioni già detenute da UniCredit in ERG Renew, (7,14%) con n. 6.012.800 di azioni proprie ordinarie ERG corrispondenti al 4,00% della totalità delle azioni rappresentanti il capitale sociale di ERG.

ERG IN BORSA

Al 30 settembre 2016 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 10,21 Euro, in diminuzione (-18,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2015, a fronte di una discesa nello stesso periodo del FTSE All Share (-22,4%), del FTSE Mid Cap (-14,8%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-5,4%). La diminuzione del valore è legata anche alla distribuzione del dividendo di 1,00 Euro per azione, pagato a maggio 2016, che includeva una componente non ricorrente pari a 0,50 Euro per azione. Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 9,50 Euro (27 giugno) e un massimo di 12,45 Euro (4 gennaio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi e ai volumi del titolo ERG al 30 settembre:

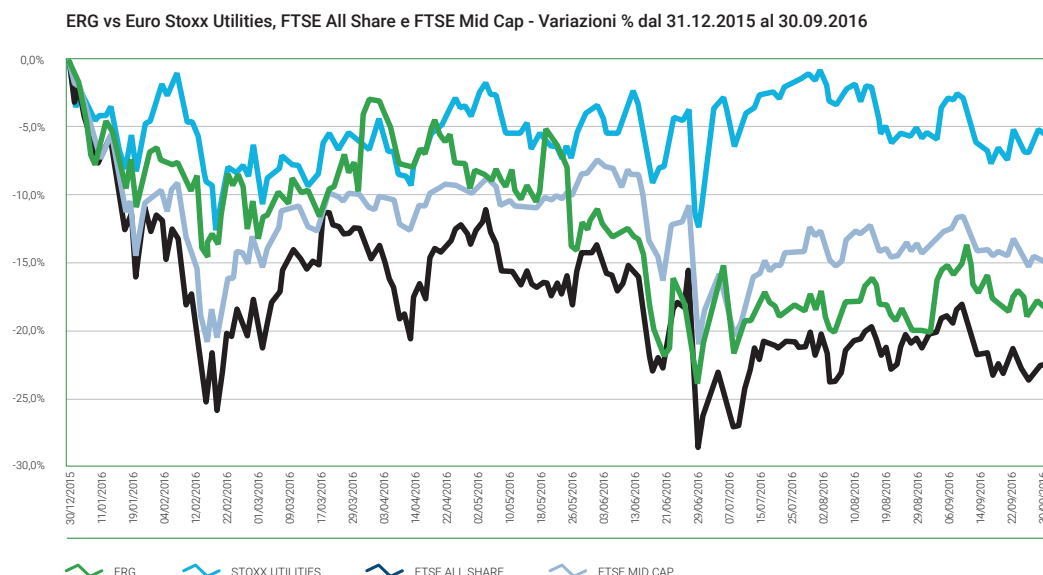
Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.09.16	10,21
Prezzo massimo (04.01.16) ⁽¹⁾	12,45
Prezzo minimo (27.06.16) ⁽¹⁾	9,50
Prezzo medio	10,89

(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 (23.03.16)	932.125
Volume minimo (26.07.16)	60.076
Volume medio	258.291

La capitalizzazione di borsa al 30 settembre 2016 ammonta a circa 1.535 milioni di Euro (1.874 milioni alla fine del 2015).

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



SINTESI DEI RISULTATI

3° trimestre		(Milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2016	2015		2016	2015
PRINCIPALI DATI ECONOMICI				
227	216	Ricavi della gestione caratteristica	757	713
78	66	Margine operativo lordo a valori correnti	351	264
13	25	Risultato operativo netto a valori correnti	158	141
19	(5)	Risultato netto	94	69
19	(4)	di cui Risultato netto di Gruppo	92	66
9	19	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	83	76
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
3.289	2.196	Capitale investito netto	3.289	2.196
1.612	1.725	Patrimonio netto	1.612	1.725
1.677	471	Indebitamento finanziario netto totale	1.677	471
1.332	1.201	di cui Project Financing non recourse ⁽²⁾	1.332	1.201
51%	21%	Leva finanziaria	51%	21%
34%	31%	EBITDA margin %	46%	37%
DATI OPERATIVI				
1.720	1.446	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.720	1.446
583	528	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.631	2.011
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
740	724	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	2.032	1.935
527	-	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	-
277	-	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	1.028	-
3.093	2.449	Vendite totali di energia elettrica	9.140	7.439
12	17	Investimenti ⁽³⁾	31	69
721	588	Dipendenti a fine periodo	721	588
INDICATORI DI MERCATO				
40,9	56,7	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	38,4	52,1
100,1	99,9	Tariffa incentivante (ex Certificati Verdi) - Italia	100,1	99,9
54,3	61,9	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	46,1	57,9
45,4	61,0	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	41,8	56,6
138,4	153,2	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	136,2	147,8
91,9	96,1	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	92,1	96,1
88,6	90,8	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	88,6	91,3
96,4	95,0	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	96,6	96,3
32,6	35,1	Prezzo energia elettrica - Polonia	32,7	35,1
7,1	26,5	Prezzo certificato di origine - Polonia	11,8	26,5
27,2	29,7	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	27,4	31,1
29,6	29,6	Prezzo Certificato Verde - Romania ⁽⁷⁾	29,6	29,6

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i ricavi e i risultati economici sono esposti a valori correnti con l'esclusione delle poste non caratteristiche. Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori adjusted del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei ricavi e dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

(1) non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste 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 e immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 306 milioni.

(4) Prezzo Unico Nazionale

(5) i valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

(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	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA				
71	71	Fonti Non Programmabili	316	270
71	71	Eolico	316	270
155	144	Fonti Programmabili	440	447
129	144	Termoelettrico ⁽¹⁾	353	447
26	-	Idroelettrico	87	-
8	5	Corporate	24	16
(8)	(3)	Ricavi infrasettori	(23)	(19)
227	216	Totale ricavi della gestione caratteristica	757	713
MARGINE OPERATIVO LORDO				
43	45	Fonti Non Programmabili	230	202
43	45	Eolico	230	202
36	27	Fonti Programmabili	129	78
19	27	Termoelettrico ⁽¹⁾	70	78
17	-	Idroelettrico	59	-
(2)	(6)	Corporate	(8)	(16)
78	66	Margine operativo lordo a valori correnti	351	264
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI				
(42)	(33)	Fonti Non Programmabili	(125)	(99)
(42)	(33)	Eolico	(125)	(99)
(22)	(7)	Fonti Programmabili	(67)	(22)
(7)	(7)	Termoelettrico	(22)	(22)
(15)	-	Idroelettrico	(44)	-
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(65)	(41)	Ammortamenti a valori correnti	(193)	(123)
RISULTATO OPERATIVO NETTO				
2	12	Fonti Non Programmabili	105	103
2	12	Eolico	105	103
14	19	Fonti Programmabili	62	56
11	19	Termoelettrico ⁽¹⁾	48	56
3	-	Idroelettrico	14	-
(3)	(6)	Corporate	(10)	(18)
13	25	Risultato operativo netto a valori correnti	158	141
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI				
8	15	Fonti Non Programmabili	21	62
8	15	Eolico	21	62
3	2	Fonti Programmabili	8	5
2	2	Termoelettrico	6	5
1	-	Idroelettrico	2	-
-	-	Corporate	1	1
12	17	Totale investimenti	31	69

(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 (ERG Renew), termoelettrici (ERG Power) e, a partire da dicembre 2015, idroelettrici (ERG Hydro), nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel **terzo trimestre 2016** le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,1 TWh (2,4 TWh nell'analogo periodo del 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh, di cui circa 0,2 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (1,3% nel terzo trimestre 2015).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2016, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 9,1 TWh (7,4 TWh nell'analogo periodo del 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,7 TWh, di cui circa 0,9 TWh all'estero e 4,8 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (1,5% nei primi nove mesi del 2015).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella⁹ seguente:

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	2016	2015
368	361	ERG Renew - produzione eolica Italia	1.711	1.542
215	167	ERG Renew - produzione eolica Estero	920	469
740	724	ERG Power Generation - produzione termoelettrica	2.032	1.935
277	-	ERG Power Generation - produzione idroelettrica	1.028	-
1.494	1.197	ERG Power Generation - acquisti	3.448	3.494
3.093	2.449	Totale	9.140	7.439

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	2016	2015
140	146	Energia elettrica venduta a clienti captive	403	399
508	508	Energia elettrica venduta a IREN	1.512	1.507
2.446	1.796	Energia elettrica venduta Wholesale	7.225	5.534
2.231	1.629	- di cui Italia	6.305	5.065
215	167	- di cui Estero	920	469
3.093	2.449	Totale	9.140	7.439

⁹ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo e agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti e a termine.



Nel corso del **terzo trimestre** 2016 sono state inoltre effettuate vendite di vapore¹⁰ per 118 migliaia di tonnellate (211 migliaia di tonnellate nel terzo trimestre 2015).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2016 sono state inoltre effettuate vendite di vapore¹⁰ per 570 migliaia di tonnellate (599 migliaia di tonnellate nei primi nove mesi 2015).

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.

¹⁰ 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 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 227 milioni, in aumento rispetto ai 216 milioni del terzo trimestre 2015, a seguito della significativa maggiore produzione in Italia, sia eolica che termoelettrica, dell'apporto della nuova capacità eolica operativa in Francia, Germania e Polonia, nonché del contributo del neo acquisito nucleo idroelettrico. Le maggiori produzioni, complessivamente in crescita del 28% rispetto allo stesso periodo del 2015, hanno più che compensato la diminuzione media dei prezzi dell'energia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti** si attesta a 78 milioni, superiore rispetto ai 66 milioni registrati nel terzo trimestre 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti non programmabili

Marginale operativo lordo pari a 43 milioni, sostanzialmente in linea con l'analogo periodo dell'esercizio precedente (45 milioni) grazie all'incremento delle produzioni in Italia ed al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia, che hanno sostanzialmente compensato l'impatto della generale diminuzione dei prezzi medi di vendita, e della scarsa ventosità riscontrata all'estero nel terzo trimestre.

Fonti programmabili

Marginale operativo lordo di 36 milioni, superiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (27 milioni) a seguito del contributo fornito dal neo acquisito nucleo idroelettrico pari a 17 milioni; il risultato del termoelettrico, pari a 19 milioni, si mantiene su livelli molto positivi seppure inferiori rispetto ai 27 milioni del terzo trimestre 2015, grazie all'elevata efficienza degli impianti, all'incremento degli spark spread ed ai risultati delle attività di Energy Management a copertura del margine di generazione, che hanno consentito di mitigare gli impatti negativi derivanti dal mutato scenario di mercato. Si ricorda che nel terzo trimestre 2016 l'impianto CCGT di ERG Power non è più stato assoggettato alla normativa vigente in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore invece nell'analogo periodo del 2015.

Il **risultato operativo netto a valori correnti** è stato pari a 13 milioni (25 milioni nel terzo trimestre 2015) dopo ammortamenti per 65 milioni (41 milioni nel terzo trimestre 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti**, pari a 9 milioni (19 milioni del terzo trimestre 2015), è influenzato dall'andamento stagionale delle produzioni, e risente dei maggiori ammortamenti legati alla variazione dell'area di consolidamento e dei maggiori oneri finanziari del periodo conseguenti alle nuove acquisizioni.

Il **risultato netto di Gruppo**¹¹ è stato pari a 19 milioni (-4 milioni del terzo trimestre 2015).

Nel terzo trimestre 2016 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 12 milioni (17 milioni nel terzo trimestre 2015) di cui il 70% nel settore Non Programmabili (87% nel terzo trimestre 2015), il 28% nel settore Programmabili (10% nel terzo trimestre 2015).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.677 milioni, in diminuzione di 163 milioni rispetto a quello registrato al 30 giugno 2016 (1.840 milioni) principalmente per il flusso di cassa operativo del periodo legato agli incassi degli incentivi relativi alla produzione del quarto trimestre 2015 e del primo trimestre 2016, ai sensi della normativa vigente.

PRIMI NOVE MESI

Nei primi nove mesi del 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 757 milioni, in aumento rispetto ai 713 milioni dei primi nove mesi del 2015, a seguito della significativa maggiore produzione in Italia, sia eolica che termoelettrica, dell'apporto della nuova capacità eolica operativa in Francia, Germania e Polonia, nonché del contributo del neo acquisito nucleo idroelettrico. Le maggiori produzioni, complessivamente in crescita del 44%, hanno più che compensato la diminuzione media dei prezzi dell'energia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti** si attesta a 351 milioni, superiore rispetto ai 264 milioni registrati nei primi nove mesi del 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti non programmabili

Marginale operativo lordo pari a 230 milioni, in forte crescita rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (202 milioni) grazie al significativo aumento delle produzioni, alla luce sia del contributo dei nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia, sia delle buone condizioni anemologiche nel periodo in particolare in Italia, che hanno più che compensato l'impatto dei minori prezzi medi di vendita.

Fonti programmabili

Marginale operativo lordo di 129 milioni, superiore rispetto all'esercizio precedente (78 milioni) a seguito del contributo fornito dal neo acquisito nucleo idroelettrico pari a 59 milioni nonostante la ridotta idraulicità riscontrata nel periodo; il risultato del termoelettrico, pari a 70 milioni, si mantiene su livelli elevati sebbene in diminuzione rispetto allo scorso esercizio, pari a 78 milioni, grazie all'elevata efficienza degli impianti, all'incremento degli spark spread ed ai risultati delle attività di Energy Management a copertura del margine di generazione.

Si ricorda che dal 28 maggio 2016 l'impianto CCGT di ERG Power non è più stato assoggettato alla normativa vigente in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore invece per l'intero esercizio 2015.

¹¹ Include utili (perdite) su magazzino per 1 milione (-19 nel 2015) e poste non caratteristiche per 11 milioni (-4 nel 2015). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

Il **risultato operativo netto a valori correnti** è stato pari a 158 milioni (141 milioni nei primi nove mesi del 2015) dopo ammortamenti per 193 milioni (123 milioni nei primi nove mesi del 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 83 milioni, in incremento rispetto al risultato di 76 milioni dei primi nove mesi del 2015, principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi nonostante i maggiori ammortamenti e oneri finanziari del periodo conseguenti alle nuove acquisizioni.

Il **risultato netto di Gruppo**¹² è stato pari a 92 milioni (66 milioni dei primi nove mesi del 2015).

Nei primi nove mesi del 2016 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 31 milioni (69 milioni nei primi nove mesi del 2015) di cui il 69% nel settore Non Programmabili (91% nei primi nove mesi del 2015), il 28% nel settore Programmabili (8% nei primi nove mesi del 2015). Si precisa che tale valore non comprende il valore delle acquisizioni nell'eolico per 306 milioni nei primi nove mesi del 2016.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.677 milioni, in aumento di 229 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (292 milioni), per l'ingresso nel Regno Unito (14 milioni), per la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché per gli investimenti del periodo (31 milioni) e l'incremento (18 milioni) del fair value negativo dei derivati IRS a copertura dei tassi nei finanziamenti in essere. L'elevato flusso di cassa operativo del periodo ha significativamente compensato tali effetti.

¹² Include utili (perdite) su magazzino per 6 milioni (-7 nel 2015) e poste non caratteristiche per 3 milioni (-3 nel 2015). 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

13
luglio
2016

Massimo Derchi, Amministratore Delegato di ERG Renew S.p.A. e Dirigente con responsabilità strategiche, ha rassegnato le dimissioni da tutte le

cariche ricoperte per cogliere nuove opportunità professionali all'esterno del Gruppo ERG.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG Renew S.p.A., riunitosi in pari data, ha pertanto provveduto a nominare Amministratore Delegato Luca Bettonte, già consigliere di ERG Renew S.p.A. dal 2008 e attuale Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e a cooptare quale Consigliere di ERG Renew S.p.A. Pietro Tittoni, Dirigente con responsabilità strategiche, al quale è stato attribuito il ruolo di Direttore Generale.

03
agosto
2016

ERG Wind France 1 S.a.s., società francese controllata da ERG Renew S.p.A., ha sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di non-re-

course portfolio project finance per sei parchi eolici situati in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, di proprietà delle sue società controllate. I parchi entrati in esercizio fra il 2005 e il 2008 e sono stato acquisiti da ERG Renew il 27 luglio 2015 da Macquarie European Infrastructure Fund.

Il finanziamento, per una cifra di 42 milioni e una durata di 9,5 anni, è stato sottoscritto da UniCredit Bank AG in qualità di lender e Mandated Lead Arranger (MLA).

SETTORI DI ATTIVITÀ

FONTI NON PROGRAMMABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore Eolico attraverso la controllata ERG Renew. 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	
2016	2015		2016	2015
Mercato Rinnovabile Italia ⁽²⁾ (GWh)				
24.444	24.712	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	70.309	73.057
di cui:				
12.241	12.395	Idroelettrica	33.746	35.996
1.456	1.444	Geotermica	4.409	4.318
2.994	2.698	Eolica	13.132	11.598
7.753	8.175	Fotovoltaico	19.022	21.145
Prezzi di cessione (Euro/MWh)				
40,9	56,7	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	38,4	52,1
100,1	99,9	Tariffa incentivante (ex Certificati Verdi) - Italia	100,1	99,9
39,8	55,1	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	38,3	50,5
38,2	54,4	Prezzo energia elettrica zona Sud	37,1	49,6
54,3	61,9	Prezzo energia elettrica Sicilia	46,1	57,9
39,8	55,1	Prezzo energia elettrica Sardegna	38,3	50,5
138,4	153,2	Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia ⁽⁵⁾	136,2	147,8
91,9	96,1	Feed In Tariff - Germania ⁽⁶⁾	92,1	96,1
88,6	90,8	Feed In Tariff - Francia ⁽⁶⁾	88,6	91,3
96,4	95,0	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁶⁾	96,6	96,3
32,6	35,1	Prezzo energia elettrica - Polonia	32,7	35,1
7,1	26,5	Prezzo Certificato di Origine - Polonia	11,8	26,5
27,2	29,7	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁷⁾	27,4	31,1
29,6	29,6	Prezzo Certificato Verde - Romania ⁽⁸⁾	29,6	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 di ERG Renew

(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 Certificati Verdi riconosciuti e le tempistiche sono descritte nella sezione scenario Romania)

SCENARIO DI MERCATO IN ITALIA

Nel corso del **terzo trimestre** 2016 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 70.922 GWh (-4,3%) è stata coperta per il 34% da fonti rinnovabili (24.444 GWh), circa in linea con il medesimo periodo del 2015 in un contesto di minori produzioni da fonte termoelettrica; in particolare, tale produzione deriva per il 17% dall'idroelettrico, per l'11% dal fotovoltaico, per il 4% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto al terzo trimestre 2015 risultano in crescita la produzione eolica (+11%) e geotermica (+1%), mentre sono in decremento la produzione fotovoltaica (-5%) e idroelettrica (-1%).

Nei **primi nove mesi** del 2016 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 200.610 GWh (-2,7%) è stata coperta per il 35% da fonti rinnovabili (70.309 GWh, analogamente a quanto avvenuto nel medesimo periodo del 2015; in particolare, tale produzione deriva per il 17% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto ai primi nove mesi del 2015 risultano in crescita l'eolico (+13%) e il geotermico (+2%), mentre la produzione fotovoltaica ha registrato un netto decremento (-10%), così come la produzione idroelettrica (-6%).

SCENARIO NORMATIVO

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012¹³, la prosecuzione del sistema dei Certificati Verdi fino al 2015 e la conversione dal 2016, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium calcolata con analoga formula e erogata su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Nel dettaglio, il GSE ha stabilito che il pagamento dell'incentivo che sostituisce i Certificati Verdi deve avvenire per il primo trimestre 2016 entro il 30 settembre 2016 mentre per il secondo trimestre 2016 entro il 31 dicembre 2016. L'incasso dell'incentivo relativo alle produzioni del terzo trimestre 2016 avverrà entro il 31 marzo 2017.

Quanto al valore del prezzo di ritiro dei Certificati Verdi 2015 e degli incentivi 2016, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la Deliberazione 29/2016/R/EFR del 28 gennaio 2016 il valore medio annuo registrato nel 2015 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 51,69 Euro/MWh. Pertanto, il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi 2015 e degli incentivi 2016, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente¹⁴, è pari a 100,08 Euro/MWh¹⁵.

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 ribasso¹⁶. La prima

¹³ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

¹⁴ Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'art. 13, comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

¹⁵ 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/Certificato Verde, salvo conguaglio in funzione della determinazione del prezzo di ritiro.

¹⁶ Base d'asta di 127 Euro/MWh.

asta ha visto, per l'eolico on-shore, l'assegnazione di 442 MW (il contingente relativo al 2013 era pari a 500 MW) mentre nella seconda asta, che si è conclusa il 10 giugno 2013, è stato assegnato tutto il contingente disponibile per l'anno 2014 pari a 399,9 MW contro una capacità richiesta di 1.086 MW¹⁷. Con la terza asta, relativa al contingente 2015, che si è conclusa il 26 giugno 2014, è stato nuovamente assegnato tutto il contingente disponibile per l'eolico on shore, pari a circa 356 MW (capacità richiesta nettamente superiore al contingente e pari a circa 1.261 MW).

Ai sensi del D.M. "Tariffe", inoltre, a partire dal 2013, per tutti i soggetti che accedono ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad esclusione del fotovoltaico e degli impianti ammessi al provvedimento CIP 6/92), è previsto un contributo di 0,5 Euro per ogni MWh di energia incentivata, da corrispondere al GSE.

Per quanto riguarda i nuovi incentivi alle FER diverse dal fotovoltaico si rimanda a quanto commentato in merito al nuovo D.M. 23 giugno 2016¹⁸ nel capitolo "Quadro normativo di riferimento", presente nella ultima relazione semestrale 2016.

Quanto alla disciplina sugli sbilanciamenti, il 28 luglio 2016 con la Delibera 444/2016 l'Autorità per l'energia ha introdotto un nuovo regime di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi lasciando, però, inalterata la regolazione vigente per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

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 sono più oggetto di imposta le componenti degli aerogeneratori con un conseguente impatto positivo in termini di minori oneri impositivi.

Più recentemente (giugno 2016), l'Agenzia ha specificato che a suo parere l'esenzione non dovrebbe essere estesa alle torri di sostegno degli aerogeneratori, in quanto manufatti complessi dotati spesso di strutture di collegamento verticale (scale, ascensori). La totalità degli operatori e le relative associazioni di categoria considerano invece che l'esclusione delle torri eoliche sia formalmente e sostanzialmente corretta in quanto rispetta i nuovi criteri introdotti dalla Legge di Stabilità 2016 e che sia quindi prevalente la qualificazione "funzionale" allo specifico processo produttivo di tali componenti che per le loro peculiari caratteristiche tecnico-fisiche risultano tipicamente parti impiantistiche integranti e funzionali dell'impianto eolico non certo riconducibili a fabbricati.

¹⁷ In seguito a sentenza TAR Lombardia del 14 febbraio 2014 sono stati reintegrati in graduatoria 66 MW che erano stati precedentemente esclusi dalla seconda asta (dopo la chiusura del periodo di presentazione delle offerte d'asta) perché appartenenti al periodo transitorio. Di conseguenza, tale capacità è stata sottratta al contingente 2015.

¹⁸ Ai sensi del primo comma dell'art. 26 del D.M. 23 giugno 2016, lo scorso 20 agosto 2016 il GSE ha pubblicato i bandi relativi ai registri e alle aste per l'accesso ai nuovi incentivi alla produzione di energia elettrica da FER non fotovoltaiche. Le aste e i registri sono stati aperti il 30 agosto 2016 e si chiudono il 27 novembre 2016.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. Nella più recente revisione della EEG¹⁹, adottata dal Parlamento nel luglio del 2016, viene ribadito il trattamento degli impianti eolici on shore entrati in esercizio prima dell'ottobre 2016 così come definito nella EEG 2014. Per gli impianti entrati in esercizio tra ottobre 2016 e la fine del 2018, la EEG 2016 stabilisce un sistema di transizione. La tariffa ventennale costante viene infatti fissata in 84,8 Euro/MWh per 20 anni (costante) per tutti gli asset che diventino operativi entro il marzo del 2017. A partire da quella data, la tariffa subirà riduzioni successive sulla base di un calendario pre-stabilito²⁰: da aprile ad agosto 2017 la tariffa subirà una riduzione dell'1,05% mensile rispetto al valore del mese precedente. Tra ottobre 2017 e dicembre 2018, la tariffa verrà ridotta dello 0,4% ogni trimestre. La misura di tale ultima correzione potrà subire aumenti o diminuzioni a seconda che il livello complessivo di potenza installata nell'anno di riferimento sia superiore ai 2,5 GW o inferiore ai 2,4 GW.

La EEG 2016 prevede inoltre l'introduzione di un sistema ad asta al ribasso che assegna un "Flexible premium" ventennale in aggiunta al prezzo spot dell'elettricità. Il calcolo del Flexible Premium viene inoltre corretto sulla base dei coefficienti di ventosità media applicabili alla zona geografica.

Con la legge viene anche aggiornato il calendario dei volumi previsti. Per l'eolico onshore sono previsti 2,8 GW all'anno tra il 2017 e il 2019 e 2,9 GW da 2020 in poi, con l'obiettivo di raggiungere una quota di rinnovabili del 40-45% al 2025, 55-60% al 2035, minimo 80% al 2050. Sono previste 3 aste nel 2017 (la prima per maggio) e 4 nel 2018. Inoltre, tra 2018 e 2020, 400 MW di potenza installata annua dovranno essere assegnati attraverso tender congiunti eolico on shore e fotovoltaico. Le quote rispettive per tecnologia assegnate saranno da scontare dal rispettivo volume annuo.

Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è del tipo feed-in tariff. L'incentivo per gli impianti esistenti è riconosciuto per 15 anni e viene aggiornato annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali²¹. Per i primi 10 anni di esercizio è la tariffa iniziale, dipendente dall'anno di stipula del contratto, ad essere aggiornata su base annua, mentre per i successivi 5 anni il valore da indicizzare è decrescente nel caso di ore di funzionamento annuo superiori a 2.400. Per il 2006 il valore della tariffa iniziale era di 82 Euro/MWh. Per definire il valore di partenza per i nuovi impianti negli anni successivi, tale tariffa viene ridotta del 2% rispetto all'anno precedente, a partire dal 2008, e viene aggiornata per tener conto dell'evoluzione degli indici citati. Il valore così determinato, per ogni impianto, viene quindi aggiornato annualmente, secondo il meccanismo sopra esposto. In seguito al ricorso al Consiglio di Stato contro il decreto del 2008 per la presunta incompatibilità con le norme comunitarie sugli aiuti di stato, lo stesso decreto del 2008 è stato annullato il 28 maggio 2014 (in virtù della mancata notifica alla Commissione europea prima della sua implementazione), ed è stato emesso un nuovo

¹⁹ Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili.

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.

²¹ Gli indici considerati sono l'ICHTrevTS ["indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques"] e il FM0ABE0000 ("indice de prix de production de l'industrie française pour l'ensemble de l'industrie").

decreto il 17 giugno 2014, che riconferma lo stesso sistema di incentivazione (anche per gli impianti esistenti). Tale decreto era stato precedentemente approvato in via definitiva da parte della Direzione generale per la concorrenza della commissione europea che ha giudicato il testo compatibile con la normativa vigente in materia di aiuti di Stato.

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 2200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. 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.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i Certificati Verdi per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di Certificati Verdi) è sul consumo finale di energia elettrica. Per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 Certificati Verdi per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 1 Certificato Verde a partire dal 2018 e il prezzo unitario dei Certificati Verdi varia fra un cap (55 Euro/MWh in moneta 2010) e un floor (27 Euro/MWh in moneta 2010), definiti in Euro, e indicizzati all'inflazione su base annua. I Certificati Verdi hanno validità annua e, in base alla normativa attualmente in vigore, sono riconosciuti sul valore minimo tra l'energia prevista e quella effettivamente prodotta. La Legge 23/2014, che emenda e recepisce la precedente ordinanza di Emergenza del marzo 2013, è stata, dopo alcune vicissitudini, ratificata dal Presidente rumeno nel mese di marzo 2014²² e approvata dalla Commissione Europea - DG Competition nel mese di maggio 2015.

La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione e in particolare, per gli impianti eolici esistenti, è prevista la trattenuta di 1 Certificato Verde nel periodo 1° luglio 2013-31 marzo 2017. I Certificati Verdi trattenuti

²² Decreto 270/2014 di approvazione della Legge 23/2014, che approva l'Ordinanza di Emergenza 57/2013, che modifica e integra la Legge 220/2008 per il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi.

verranno via via "sbloccati" a partire dal 1° gennaio 2018 e comunque non oltre il 31 dicembre 2020, con modalità ancora da definire. Nel frattempo il Governo, su indicazioni dell'ANRE, ha portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2016 dal 17% previsto dalla precedente normativa al 12,15%. In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

Gli impianti eolici operativi dopo il 1° gennaio 2014 sono invece sottoposti alla decurtazione del numero di Certificati Verdi (c.d. overcompensation) come previsto dalla Decisione governativa che accoglie la decisione del Regolatore (ANRE). A seguito di quest'ultima, gli impianti in oggetto accedono a 1,5 Certificati Verdi per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 0,75 Certificati Verdi per ogni MWh prodotto a partire dal 2018.

L'impianto di Gebeleisis (70 MW,) accede al regime di incentivazione che prevede il riconoscimento di 2 Certificati Verdi fino al 2017, di cui uno trattenuto sino al 31 marzo 2017.

Nell'ottobre 2014 la Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione europea ha approvato lo schema di esenzione per le industrie elettro-intensive dall'obbligo di legge di acquisire Certificati Verdi, e il relativo decreto è in vigore da gennaio 2015.

In seguito alle modifiche normative (negative per l'eolico), in particolare relativamente all'abbassamento delle quote d'obbligo, il mercato dei Certificati Verdi è in una situazione di eccesso di offerta e conseguentemente il prezzo è sceso al floor (pari a circa 29,4 Euro/MWh) e la liquidità del mercato spot si è drasticamente ridotta.

Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti 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). La quota d'obbligo annua è pari al 16% per il 2016 e 17% per il 2017. Al momento non è stata stabilita alcuna quota per gli anni successivi al 2017. La legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili approvata a marzo 2015 (ed emendata a dicembre 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 dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" e 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. Un possibile effetto potrebbe pertanto essere la riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di CO riconosciuti alla co-combustione "non dedicata". Al momento è ancora prematuro prevedere quali impatti la norma potrebbe avere sul bilancio domanda/offerta CO, ma l'incertezza legata al quadro normativo ha contribuito a comportare una forte discesa nel prezzo dei CO scambiati sul mercato.

È previsto anche 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 che entreranno in esercizio a partire da luglio 2016. La versione della legge approvata a giugno²³ 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. La nuova versione della legge dovrà essere approvata nel quadro della notifica alla DG Competition attivata per la precedente versione della legge e non ancora conclusa dalla Commissione.

Nel mese di giugno è stata anche approvata la legge sugli investimenti in turbine eoliche che, fra l'altro, modifica il calcolo della property tax a partire dal 2017 aumentandone l'importo in maniera significativa e inoltre prevede un inasprimento delle norme relative alla minima distanza dalle altre costruzioni per la realizzazione di nuovi impianti eolici.

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 annue sul consumo di energia elettrica, definite su base annua in base alla (i) produzione FER attesa (aggiungendo un margine del 10% c.d. headroom) e al (ii) consumo di EE atteso, con l'obiettivo di mantenere il mercato in equilibrio/corto. La quota calcolata per il periodo aprile 2016 – marzo 2017 è pari al 34,8% per la Gran Bretagna e al 14,2% 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 ritardi nella costruzione non sono direttamente imputabile al produttore.
- **CfD** - per i nuovi impianti a fonti rinnovabili è prevista la transizione ad un sistema di incentivazione del tipo CfD aggiudicato tramite aste al ribasso multi-tecnologiche. Tale incentivo è riconosciuto per 15 anni (inflazionato). Gli indirizzi in materia del partito Conservatore, al Governo da maggio 2015, hanno tuttavia creato incertezza sul futuro dei CfD per l'eolico on-shore e non sono al momento previsti contingenti per questa tecnologia nelle prossime aste (l'asta che era prevista per ottobre 2015 è stata rimandata a data da destinarsi, al momento non prevedibile).

²³ Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento.

SINTESI DEI RISULTATI A VALORI CORRENTI DEL PERIODO

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

Si precisa che i valori economici comparativi del 2015 comprendono la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	RISULTATI ECONOMICI	2016	2015
71	71	Ricavi della gestione caratteristica	316	270
43	45	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	230	202
(42)	(33)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(125)	(99)
2	12	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	105	103
8	15	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	21	62
PRINCIPALI DATI FINANZIARI⁽²⁾				
2.007	1.739	Capitale investito netto	2.007	1.739
701	685	Patrimonio netto	701	685
1.306	1.054	Indebitamento finanziario netto totale	1.306	1.054
1.200	1.039	di cui Project Financing non recourse ⁽³⁾	1.200	1.039
61%	64%	EBITDA margin% ⁽⁴⁾	73%	75%

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

(2) dati relativi al Consolidato ERG Renew. Nel 2015 sono esposti i valori adjusted che comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG di LUKERG Renew (società in joint venture con il Gruppo LUKOIL).

(3) al lordo delle disponibilità liquide

(4) rapporto del margine operativo lordo a valori correnti sui ricavi della gestione caratteristica

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

MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015		2016	2015
34	36	Italia	179	174
10	9	Estero	51	28
		di cui		
2	2	Germania	12	8
4	3	Francia	24	8
2	1	Bulgaria	5	4
2	1	Romania	6	7
-	1	Polonia	3	1
43	45	Totale	230	202

I ricavi consolidati registrati nel **terzo trimestre** 2016 sono in linea con quelli del terzo trimestre 2015, nonostante i minori prezzi di vendita sia in Italia che all'estero, grazie alle maggiori produzioni, in particolare all'estero a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi eolici in Francia (124 MW), Germania (82 MW) e Polonia (82 MW). Per quanto riguarda i ricavi relativi ai parchi eolici in Italia, le maggiori produzioni nel periodo (+2%) hanno solo in parte compensato la significativa riduzione dei prezzi complessivi di vendita nel paese (-10%).

Per quanto riguarda la diminuzione dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica nel **terzo trimestre** 2016 è risultato essere pari mediamente a 38,3 Euro/MWh, in contrazione del 28% rispetto al valore di 53,3 Euro/MWh registrato nel terzo trimestre del 2015; tale valore corrisponde al prezzo di cessione all'Energy Management del Gruppo ERG, che riflette la formazione del prezzo sul mercato spot (IPEX). Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex Certificati Verdi), è stato pari a 138,4 Euro/MWh, in diminuzione del 10% rispetto al valore di 153,2 Euro/MWh del terzo trimestre del 2015.

Tale decremento è legato al forte calo dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche, mentre il valore degli incentivi (ex Certificati Verdi), pari a 100,1 Euro/MWh, è sostanzialmente in linea rispetto al valore di 99,9 Euro/MWh dell'analogo periodo del 2015.

Si segnala 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 avranno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo; alla luce della forte discesa del PUN nel 2016, ci si attende quindi un significativo aumento del valore dell'incentivo nel prossimo esercizio.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 88,6 Euro/MWh e 91,9 Euro/MWh, e in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 215 GWh, di cui circa 86 GWh derivanti dalla maggiore capacità installata rispetto al terzo trimestre del 2015.

Il margine operativo lordo a valori correnti del **terzo trimestre** 2016 è pari complessivamente a 43 milioni, sostanzialmente in linea con i valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente, per le motivazioni sopra richiamate. L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 61%, in leggera diminuzione rispetto al terzo trimestre del 2015 (64%). In particolare, a fronte del permanere di una elevata redditività in Italia, l'indicatore è in diminuzione a seguito dell'aumento dell'incidenza delle produzioni all'estero, caratterizzate da prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori.

I ricavi consolidati registrati nei **primi nove mesi** del 2016 sono superiori a quelli dei primi nove mesi del 2015, grazie al forte incremento delle produzioni all'estero a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi eolici in Francia (124 MW), Germania (82 MW) e Polonia (82 MW). Per quanto riguarda i ricavi relativi ai parchi eolici in Italia, le maggiori produzioni nel periodo (+11%) hanno più che compensato la significativa riduzione dei prezzi complessivi di vendita nel paese (-8%).

Per quanto riguarda la diminuzione dei prezzi di vendita nei **primi nove mesi** del 2016, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 36,1 Euro/MWh, in contrazione del 25% rispetto al valore di 47,9 Euro/MWh registrato nei primi nove mesi del 2015; tale valore corrisponde al prezzo di cessione all'Energy Management del Gruppo ERG, che riflette la formazione del prezzo sul mercato spot (IPEX). Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'ener-

gia e quello degli incentivi (ex Certificati Verdi), è stato pari a 136,2 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 147,8 Euro/MWh dei primi nove mesi del 2015. Tale decremento è legato al forte calo dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche, mentre il valore degli incentivi (ex Certificati Verdi), pari a 100,1 Euro/MWh, è sostanzialmente in linea rispetto al valore di 99,9 Euro/MWh dell'analogo periodo del 2015.

Si segnala 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, differentemente 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 avranno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo; alla luce della forte discesa del PUN nel 2016, ci si attende quindi un aumento del valore dell'incentivo nel prossimo esercizio. Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 88,6 Euro/MWh e 92,1 Euro/MWh, e in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 920 GWh, di cui oltre 500 GWh derivanti dalla maggiore capacità installata rispetto ai primi nove mesi del 2015.

Il margine operativo lordo a valori correnti dei **primi nove mesi** del 2016 è pari complessivamente a 230 milioni, in aumento rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente (202 milioni) per le motivazioni sopra richiamate.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 73%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in leggera diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2015 (75%). In particolare, a fronte del permanere di una elevata redditività in Italia, l'indicatore è in diminuzione a seguito dell'aumento dell'incidenza delle produzioni all'estero, caratterizzate da prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori.

POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2015		Primi 9 mesi	
		2016	2015
1.087	Italia	1.094	1.087
	di cui		
239	Campania	247	239
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
420	Estero	626	360
	di cui		
86	Germania	168	86
128	Francia	252	128
82	Polonia	82	42
54	Bulgaria	54	27
70	Romania	70	77
1.506	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.720	1.446

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 settembre 2016 è pari a 1.720 MW, in aumento di 274 MW rispetto al dato al 30 settembre 2015, principalmente a seguito dell'acquisto di 11 parchi eolici in Francia per ulteriori 124 MW e di 6 parchi eolici in Germania per 82 MW, nonché dello sviluppo da parte di ERG di parchi eolici per ulteriori 40 MW in Polonia e delle variazioni avvenute a partire da fine dicembre 2015 in Bulgaria (+27 MW) e Romania (-7 MW) contestualmente all'operazione che ha portato allo scioglimento della joint venture con LUKOIL.

PRODUZIONI (GWh)

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015		2016	2015
368	361	Italia	1.711	1.542
		di cui		
78	86	Campania	394	340
52	44	Calabria	202	183
100	102	Puglia	417	388
31	30	Molise	128	126
32	29	Basilicata	146	135
43	35	Sicilia	251	222
32	34	Sardegna	174	147
215	167	Estero	920	469
		di cui		
43	29	Germania	175	111
73	57	Francia	378	128
35	25	Polonia	138	26
26	14	Bulgaria	102	58
38	42	Romania	127	146
583	528	Produzioni complessive parchi	2.631	2.011

Nel **terzo trimestre** del 2016 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 583 GWh, in crescita rispetto al terzo trimestre 2015 (528 GWh), in aumento circa del 2% in Italia (da 361 GWh a 368 GWh) e in crescita del 28% all'estero (da 167 GWh a 215 GWh).

Il lieve incremento delle produzioni in Italia (+7 GWh) è legato a condizioni anemologiche complessivamente migliori di quelle del 2015, in particolare in Sicilia e in Calabria seppur deboli in senso assoluto rispetto alla media storica.

Per quel che riguarda l'estero, le produzioni sono superiori di 48 GWh grazie al contributo fornito dai nuovi parchi eolici in Francia, Germania e Polonia, nonostante nel terzo trimestre 2016 si sia riscontrata una ventosità particolarmente scarsa in Francia e Germania.

Nei **primi nove mesi** del 2016 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 2.631 GWh, in crescita rispetto al 2015 (2.011 GWh), con una produzione in aumento circa dell'11% in Italia (da 1.542 GWh a 1.711 GWh) e in crescita del 96% all'estero (da 469 GWh a 920 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+169 GWh) è legato a condizioni anemologiche complessivamente migliori di quelle del 2015, in particolare in Campania, Puglia, Sicilia e Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento complessivo di 451 GWh è attribuibile principalmente al contributo dei nuovi parchi in Francia, Polonia e Germania.

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	
2016	2015		2016	2015
15%	15%	Italia	24%	22%
		di cui		
14%	16%	Campania	24%	22%
20%	17%	Calabria	26%	23%
18%	19%	Puglia	26%	24%
18%	17%	Molise	25%	24%
16%	15%	Basilicata	25%	23%
10%	8%	Sicilia	19%	17%
13%	14%	Sardegna	24%	20%
16%	21%	Estero	22%	25%
		di cui		
12%	15%	Germania	16%	20%
13%	20%	Francia	23%	24%
20%	27%	Polonia	26%	28%
22%	23%	Bulgaria	29%	33%
25%	25%	Romania	28%	29%
15%	17%	Load factor⁽¹⁾	23%	22%

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

Nel **terzo trimestre** del 2016 il load factor complessivo, pari al 15%, è risultato inferiore a quello del 2015, con un 15% stabile in Italia e una diminuzione dal 21% al 16% all'estero, a causa di un peggior risultato in Francia, Germania e Bulgaria.

Nei **primi nove mesi** del 2016 il load factor complessivo, pari al 23%, è risultato superiore a quello del 2015, con un aumento dal 22% al 24% in Italia, e una diminuzione dal 25% al 22% all'estero, principalmente a causa di un peggior risultato in Germania e in Bulgaria.

FONTI PROGRAMMABILI

Mercato di riferimento

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015		2016	2015
MERCATO ELETTRICO ITALIA⁽¹⁾ (GWh)				
79.476	83.680	Domanda	230.481	237.830
415	362	Consumo pompaggi	1.655	1.306
8.969	9.961	Import/Export	31.526	32.902
70.922	74.081	Produzione interna ⁽²⁾	200.610	206.234
		di cui		
46.478	49.369	Termoelettrica	130.301	133.177
12.241	12.395	Idroelettrica	33.746	35.996
12.203	12.317	Altre rinnovabili	36.563	37.061
PREZZI DI CESSIONE (Euro/MWh)				
40,9	56,7	PUN ⁽³⁾	38,4	52,1
54,3	61,9	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	46,1	57,9
45,4	61,0	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	41,8	56,6

(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 elettrica²⁴ del sistema elettrico nazionale nel **terzo trimestre** del 2016 è stata pari a 79,5 TWh, in diminuzione (-5,0%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2015. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel terzo trimestre 2016 si è registrato un fabbisogno di circa 5,1 TWh, in contrazione (-7,5%) rispetto all'analogo periodo del 2015, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 11,4 TWh (-5,4%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 70,9 TWh, in diminuzione del 4,3% rispetto al terzo trimestre del 2015, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 9,0 TWh (-9,9% rispetto al terzo trimestre 2015). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 66% da centrali termoelettriche e per il restante 34% da fonti rinnovabili. Rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente si evidenzia una produzione da fonte termoelettrica in netta diminuzione (-5,9%) e una produzione da fonti rinnovabili in lieve flessione (-1,1%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione fotovoltaica (-5%) e idroelettrica (-1%), compensato parzialmente dalle maggiori produzioni delle altre fonti, in particolare eolica (+11%) e geotermica (+1%).

Il valore medio del PUN nel **terzo trimestre** 2016 si è attestato a 40,9 Euro/MWh, in diminuzione del 27,8% rispetto al valore rilevato nel terzo trimestre del 2015 (56,7 Euro/MWh).

²⁴ Incluse le perdite rete e al netto dei consumi di energia elettrica per gli impianti di pompaggio.

La domanda di energia elettrica²⁵ del sistema elettrico nazionale nei **primi nove mesi** del 2016 è stata pari a 230,5 TWh, in diminuzione (-3,1%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2015. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nei primi nove mesi del 2016 si è registrato un fabbisogno di circa 14,0 TWh, in contrazione (-5,9%) rispetto all'analogo periodo del 2015, 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 32,6 TWh (-3,5%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 200,6 TWh, in diminuzione del 2,7% rispetto ai primi nove mesi del 2015, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 31,5 TWh (-4,2% rispetto ai primi nove mesi del 2015). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 65% da centrali termoelettriche e per il restante 35% da fonti rinnovabili. Rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente si evidenzia una minore produzione sia da fonte termoelettrica (-2%) che delle fonti rinnovabili (-4%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione fotovoltaica (-10%) e idroelettrica (-6%), compensato parzialmente dalle maggiori produzioni delle altre fonti, in particolare eolica (+13%) e geotermica (+2%).

Il valore medio del PUN nei **primi nove mesi** del 2016 si è attestato a 38,4 Euro/MWh, in diminuzione del 26,4% rispetto al valore rilevato nei primi nove mesi del 2015 (52,1 Euro/MWh).

²⁵ Incluse le perdite rete e al netto dei consumi di energia elettrica per gli impianti di pompaggio.

Evoluzione dello scenario normativo di riferimento

Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

L'art. 23, comma 3bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 ha stabilito che dal 1° gennaio 2015, sino all'entrata in operatività del raddoppio dell'elettrodotto "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente: (i) le unità di produzione di energia elettrica in zona Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UESSE); (ii) l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del Decreto Legge 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico.

In esecuzione a quanto disposto dal citato Decreto Legge, in data 24 ottobre 2014 l'Autorità ha pubblicato la Deliberazione n. 521/2014/R/EEL, relativa a disposizioni sugli impianti essenziali in Sicilia, volta a regolare, fra gli altri aspetti, i criteri di offerta e remunerazione delle unità definite essenziali ai sensi del Decreto Legge. Con la Deliberazione 667/2014/R/EEL, l'AEEGSI ha poi approvato alcuni parametri rilevanti per il calcolo dei Costi di Generazione Riconosciuti delle unità essenziali ex D.L. 91/2014.

Nel mese di ottobre 2015 l'Autorità ha altresì pubblicato la Deliberazione 486/2015/R/EEL che, pur riguardando le unità essenziali in regime ordinario, chiarisce e aggiorna alcuni parametri del Costo Variabile Riconosciuto che hanno effetto anche sulle unità essenziali ex D.L. 91/2014.

Infine, sempre nel mese di ottobre 2015, l'AEEGSI ha approvato la Deliberazione 496/2015 che aggiornava ed estendeva al 2016 il regime ex Deliberazione 521/2014.

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 28 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente.

Il quadro regolatorio su descritto ha avuto un impatto significativo sui prezzi di vendita di ERG e in particolare sui mercati dell'energia a pronti nella zona di mercato in cui opera (zona Sicilia). Infatti, il vincolo di offerta su tali mercati a prezzi non superiori al proprio costo variabile riconosciuto delle unità di produzione identificate UESSE ai sensi del richiamato D.L. 91/2014, ha ridotto significativamente il differenziale di prezzo fra la zona Sicilia e il PUN con una marcata contrazione nel 2015 e fino al 28 maggio 2016 rispetto ai valori registrati negli anni precedenti.

Occorre sottolineare, tuttavia, che l'abbattimento dei ricavi nei mercati a pronti (MGP, MI e MSD) per le ragioni su descritte è stato mitigato dal corrispettivo riconosciuto alle UESSE ex D.L. 91/2014 a reintegrazione dei costi di generazione variabili, operativi e di investimento, inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

Nel mese di luglio è stato richiesto il conguaglio del reintegro 2015, ai sensi dell'art. 65.28 della Deliberazione 111/06 e nel mese di settembre è stato richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro dell'anno 2016, relativo al primo trimestre, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della Deliberazione 521/2014, come modificata dalla Deliberazione 496/2015.

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 sono più oggetto di imposta le componenti impiantistiche con un conseguente impatto positivo in termini di minori oneri impositivi.

Premessa sui principali risultati del periodo

A partire dalla fine del 2015 il gruppo ERG è presente in modo differenziato nel settore delle **Fonti programmabili**, gestite organizzativamente dalla business unit Power. In particolare il Gruppo ERG 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;
- 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.

Il Gruppo ERG ha dunque concluso un importante processo di evoluzione industriale, completando la trasformazione del preesistente portafoglio di asset termoelettrici in Sicilia, che includeva anche l'impianto IGCC da 528 MW ceduto nel 2014 a LUKOIL contestualmente alla risoluzione anticipata della convenzione "CIP6", in un portafoglio di asset differenziati per tecnologia, per area geografica e contraddistinto da elevata flessibilità, grazie all'acquisto avvenuto a fine 2015 del Nucleo Idroelettrico di Terni, le cui concessioni scadono nel 2029.

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	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
155	144	Ricavi della gestione caratteristica	440	447
36	27	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	129	78
(22)	(7)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(67)	(22)
14	19	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	62	56
3	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	8	5
23%	18%	EBITDA margin %	29%	18%

(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	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
129	144	Ricavi della gestione caratteristica	353	447
19	27	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	70	78
(7)	(7)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(22)	(22)
11	19	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	48	56
2	2	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	6	5
15%	18%	EBITDA margin %	20%	18%

(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** 2016 il mercato elettrico e il contesto normativo-regolatorio nel quale ha operato l'impianto – a differenza di quanto avvenuto nell'analogo periodo del 2015 – è stato caratterizzato dalla maggiore interconnessione tra la zona Sicilia e la zona Sud (attraverso il potenziamento del cd. "Cavidotto Sorgente-Rizziconi", in esercizio nel periodo ad eccezione di circa un mese di limitazioni per manutenzione) e dall'uscita della Centrale Nord dall'ambito di applicazione della normativa sulle Unità Essenziali che poneva una soglia massima per il prezzo d'offerta corrispondente al costo variabile di produzione, indennizzando gli operatori attraverso il cd. "corrispettivo di reintegro".

In tale mutato contesto, la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 740 GWh, in lieve aumento rispetto al terzo trimestre 2015 (724 GWh), mentre i ricavi sono risultati in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente, a seguito sia dei minori prezzi zonali (-12% del prezzo zonale Sicilia "baseload"), sia del mancato recupero dei costi garantito nel precedente esercizio dal "corrispettivo di reintegro" di cui sopra (pari a circa 18 milioni nel terzo trimestre 2015).

La fornitura netta²⁶ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 118 migliaia di tonnellate, è in diminuzione rispetto alle 211 migliaia di tonnellate del terzo trimestre 2015 a seguito della fermata degli impianti ISAB. 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 a valori correnti del terzo trimestre 2016 è risultato pari a 19 milioni (come atteso in diminuzione rispetto ai 27 milioni registrati nello stesso periodo del 2015) a fronte di prezzi di vendita inferiori rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente e dell'assenza del corrispettivo di reintegro nel terzo trimestre 2016, compensati parzialmente dalla significativa diminuzione del prezzo del gas e del conseguente incremento del margine (Spark spread).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2016 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.032 GWh, in aumento rispetto ai primi nove mesi del 2015 (1.935 GWh) anche a seguito della minor durata della fermata di manutenzione generale programmata del modulo 2 effettuata nel 2016 rispetto alla manutenzione generale programmata del modulo 1 dell'impianto CCGT avvenuta nel 1° semestre 2015. I ricavi sono diminuiti a seguito della riduzione generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, compensata solo parzialmente dal "corrispettivo di reintegro" spettante fino alla vigenza del regime delle Unità Essenziali, terminato il 27 maggio, nonché mitigati dall'aumento delle quantità complessivamente vendute.

La fornitura netta²⁶ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 570 migliaia di tonnellate, è in diminuzione rispetto alle 599 migliaia di tonnellate dei primi nove mesi del 2015 a seguito della fermata degli impianti ISAB. 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 a valori correnti dei **primi nove mesi** del 2016 è risultato pari a 70 milioni (in diminuzione rispetto ai 78 milioni registrati nello stesso periodo del 2015) a fronte della diminuzione dei prezzi di vendita, compensata dalla significativa diminuzione del prezzo del gas e del conseguente incremento del margine (Spark spread).

Come riportato nella sezione relativa all'evoluzione del quadro normativo di riferimento della Relazione finanziaria semestrale, fino al 27 maggio 2016 – ultimo giorno di vigenza del regime UESSE – il periodo è stato caratterizzato dalla contrazione dei prezzi sul mercato a pronti nella zona Sicilia in esito all'applicazione del D.L. n. 91/2014, e ha comportato una riduzione dei margini sui mercati dell'energia (MGP e MI) e sui servizi di dispacciamento (MSD). Tali riduzioni sono state mitigate dal corrispettivo a reintegro dei costi di generazione di spettanza della unità di produzione ERG Power, definita Unità Essenziale per la Sicurezza del Sistema Elettrico ai sensi del suddetto D.L. n. 91/2014.

Dal 28 maggio 2016, fuori dalla vigenza del regime UESSE, il periodo è stato caratterizzato dalla parziale ripresa dei prezzi dell'energia, in particolare in Sicilia, dove si sono registrati prezzi "baseload" superiori mediamente di oltre 10 Euro/MWh rispetto al PUN. Il confronto rispetto al terzo trimestre 2015 risente tuttavia dell'attesa perdita del "corrispettivo di reintegro" spettante ai sensi del regime UESSE, cui è stato assoggettata la Centrale Nord nel 2015.

Complessivamente il raggiungimento di risultati in linea con le aspettative, ma inferiori rispetto allo scorso anno, è

²⁶ Si intende la cessione di vapore al sito industriale di Priolo Gargallo escluse le perdite di rete, al netto dei ritiri di vapore dai medesimi clienti.

sostanzialmente ascrivibile all'entrata in esercizio a partire da fine maggio 2016 del citato cavo Sorgente-Rizziconi, con una parziale mitigazione dovuta alla riduzione del prezzo del gas, al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power e alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Anche nei primi nove mesi del 2016, infatti, l'impianto ha continuato a beneficiare di elevata affidabilità ed efficienza, perseguite attraverso interventi mirati di investimento nonché tramite la prima manutenzione generale programmata effettuata tra marzo e aprile 2015 sul modulo 1 dell'impianto CCGT di ERG Power.

I risultati positivi riflettono inoltre l'efficacia della gestione dell'energia con l'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo e la vendita di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo mediante accordi di lungo periodo.

Idroelettrico

RISULTATI ECONOMICI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
26	-	Ricavi della gestione caratteristica	87	-
17	-	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	59	-
(15)	-	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(44)	-
3	-	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	14	-
1	-	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2	-
66%	-	EBITDA margin %	67%	-
277	-	Produzioni complessive impianti idroelettrici	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

I ricavi del **terzo trimestre** 2016, pari a 26 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 11 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex Certificati Verdi) per 12 milioni, a ricavi da MSD per 2 milioni e ad altri ricavi per circa 1 milione. I costi, complessivamente pari a 9 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del **terzo trimestre** 2016 è risultato pari a 17 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale grazie alla modulazione degli impianti, e 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 100 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (277 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi oltreché dei ricavi da MSD, pari complessivamente a circa 96 Euro/MWh.

L'EBITDA margin del **terzo trimestre** 2016 è risultato complessivamente pari al 66%, confermandosi su valori particolarmente elevati.

Il load factor consuntivo nel trimestre, pari al 24%, risente dell'effetto di alcune fermate di manutenzione effettuate nel periodo e della relativa gestione dei serbatoi stagionali.

I ricavi dei **primi nove mesi** del 2016, pari a 87 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 42 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex Certificati Verdi) per 36 milioni, a ricavi da MSD per 8 milioni e ad altri ricavi per circa 2 milioni.

I costi, complessivamente pari a 28 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** del 2016 è risultato pari a 59 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale grazie alla modulazione degli impianti, e 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 100 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (1.028 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi sostitutivi, pari complessivamente a circa 85 Euro/MWh.

L'EBITDA margin dei **primi nove mesi** del 2016 è risultato complessivamente pari al 67%, attestandosi su valori particolarmente elevati.

Il load factor consuntivo nel periodo è stato pari al 30% e risente della scarsa idraulicità riscontrata nel periodo.

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 526, 526 e 126 metri s.l.m., in linea con la media storica.

INVESTIMENTI

Si premette che il dato degli investimenti del periodo 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 (e 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 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 già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Nel **terzo trimestre** 2016 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali complessivamente per 12 milioni (17 milioni nell'analogo periodo del 2015) di cui 11,5 milioni relativi ad immobilizzi materiali (15 milioni nel terzo trimestre 2015) e 0,5 milioni ad immobilizzi immateriali (2 milione nel terzo trimestre 2015).

Nei **primi nove mesi** del 2016 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali complessivamente per 31 milioni (69 milioni nell'analogo periodo del 2015) di cui 29 milioni relativi ad immobilizzi materiali (66 milioni nei primi nove mesi del 2015) e 2 milioni ad immobilizzi immateriali (3 milione nei primi nove mesi del 2015).

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
8	15	Fonti Non Programmabili ⁽¹⁾	21	62
8	15	Eolico	21	62
3	2	Fonti Programmabili	8	5
2	2	Termoelettrico	6	5
1	-	Idroelettrico	2	-
-	-	Corporate	1	1
12	17	Totale	31	69

(1) gli investimenti delle Fonti Non Programmabili del 2015 includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del **terzo trimestre** 2016 (8 milioni) e dei **primi nove mesi** del 2016 (21 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Renew a seguito dell'avvio dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord. Più in dettaglio, il parco di Brockaghboy sarà costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi la cui costruzione è prevista essere completata, coerentemente con la tempistica di connessione alla rete di distribuzione, entro il terzo trimestre del 2017.

Nel periodo sono inoltre stati sostenuti anche alcuni esborsi legati al completamento dei nuovi parchi eolici in Polonia per complessivi 40 MW, tutti realizzati direttamente da ERG Renew. In particolare, il parco di Szydlowo, costituito da sette aerogeneratori Vestas V100 da 2 MW, per 14 MW complessivi, è entrato in esercizio a fine dicembre 2015 e il parco di Slupia, il cui progetto è passato in corso d'anno da 12 a 13 aerogeneratori in seguito all'estensione delle autorizzazioni, equipaggiato con macchine Vestas V90 per una potenza complessiva di 26 MW, è stato completato a fine 2015 e avviato nei primi giorni del 2016.

Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Fonti Programmabili

Gli investimenti del **terzo trimestre** 2016 (3,0 milioni) e dei **primi nove mesi** del 2016 (8,0 milioni) si riferiscono principalmente ad ERG Power (rispettivamente per 2 milioni nel terzo trimestre 2016 e per 6 milioni nei primi nove mesi del 2016), che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Il dato include inoltre gli investimenti effettuati da ERG Hydro (rispettivamente per 1 milione nel terzo trimestre 2016 e per 2 milioni nei primi nove mesi del 2016).

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 e industriale del Gruppo.

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

Data la rilevanza della partecipazione e 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	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
RISULTATI ECONOMICI				
44	61	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	97	114
19)	(22)	Ammortamenti e svalutazioni	(55)	(63)
26	39	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	42	51
16	24	Risultato netto a valori correnti ⁽²⁾	20	21
15	14	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	42	39
PRINCIPALI DATI FINANZIARI				
635	622	Capitale investito netto	635	622
266	267	Patrimonio netto	266	267
368	355	Indebitamento finanziario netto totale	368	355

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +1 milione nel terzo trimestre 2016 (-55 milioni nel terzo trimestre 2015) e +18 milioni nei primi nove mesi del 2016 (-21 milioni nei primi nove mesi del 2015), inoltre non includono poste non caratteristiche pari a circa -1 milione nel terzo trimestre 2016 (-2 milioni nel terzo trimestre 2015) e -2 milioni nei primi nove mesi del 2016 (-5 milioni nei primi nove mesi del 2015)

(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 2.591 impianti (di cui 1.664 sociali e 927 convenzionati), rispetto ai 2.614 al 30 settembre 2015 e 2.608 al 31 dicembre 2015. 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 Restiani ed Eridis, 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 a valori correnti del **terzo trimestre** 2016 è pari a circa 44 milioni, in diminuzione rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno (61 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati risentono di uno scenario di mercato sfavorevole, contraddistinto da una domanda in lieve incremento rispetto a quella del 2015 di pari periodo ma con margini di mercato in calo per effetto del contesto competitivo, anche condizionato dall'andamento dei prezzi crescenti delle commodity. Tali effetti sono stati in parte mitigati dalle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società e dal processo di ristrutturazione della rete carburanti.

Nel settore Extra Rete i risultati economici del periodo sono in diminuzione, mentre nel settore delle Specialties sono in lieve aumento.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati del terzo trimestre 2016 sono stati inferiori rispetto a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente, principalmente a causa di margini unitari di contribuzione inferiori a quelli registrati nel terzo trimestre 2015 (che aveva beneficiato di uno scenario favorevole legato anche al forte calo delle quotazioni del greggio che incideva anche sui minori costi variabili di produzione delle utilities autoprodotte).

Le lavorazioni effettuate nel terzo trimestre ammontano a 400 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto alle 419 migliaia di tonnellate del terzo trimestre 2015.

Il margine operativo lordo a valori correnti dei **primi nove mesi** del 2016 è pari a circa 97 milioni, in diminuzione rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno (114 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati risentono di uno scenario, contraddistinto da una domanda in lieve crescita rispetto ai primi nove mesi del 2015 ma con margini di mercato in calo per effetto del contesto competitivo anche caratterizzato da un significativo e progressivo rialzo dei prezzi delle commodity rispetto ai minimi di inizio anno con un effetto di compressione sui margini. Tali effetti sono stati in parte mitigati dalle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società e dal processo di ristrutturazione della rete carburanti.

Nel settore Extra Rete i risultati economici del periodo sono risultati in diminuzione mentre per Specialties sono circa in linea.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati dei primi nove mesi del 2016 sono stati inferiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente a causa di una contrazione dei margini di raffinazione con l'indi-

catore EMC in calo da 3,9 \$/barile a 2,1 \$/barile, anche per effetto della progressiva crescita dei prezzi del greggio. Le lavorazioni effettuate nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 1.203 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 1.195 migliaia di tonnellate dei primi nove mesi del 2015.

Il risultato netto a valori correnti, +16 milioni rispetto ai +24 milioni del **terzo trimestre** 2015, risente del minore margine operativo lordo, solo in parte compensato dai minori ammortamenti e minori oneri finanziari.

Il risultato netto a valori correnti, +20 milioni in linea con i +21 milioni dei **primi nove mesi** del 2015 nonostante il minor margine operativo lordo, beneficia di minori ammortamenti e minori oneri finanziari.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 30 settembre 2016 risulta pari a 368 milioni, in aumento rispetto ai 294 milioni al 31 dicembre 2015 ed ai 246 milioni al 30 giugno 2016 ma sostanzialmente in linea con il dato al 30 settembre 2015, risentendo di normali dinamiche puntuali di circolante di periodo.

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** del 2016 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 15 milioni, sostanzialmente in linea con l'analogo periodo del 2015 (14 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 69%) 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 2016 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 42 milioni, in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2015 (39 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 70%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento e automazione di punti vendita esistenti, ecc.), e per 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.

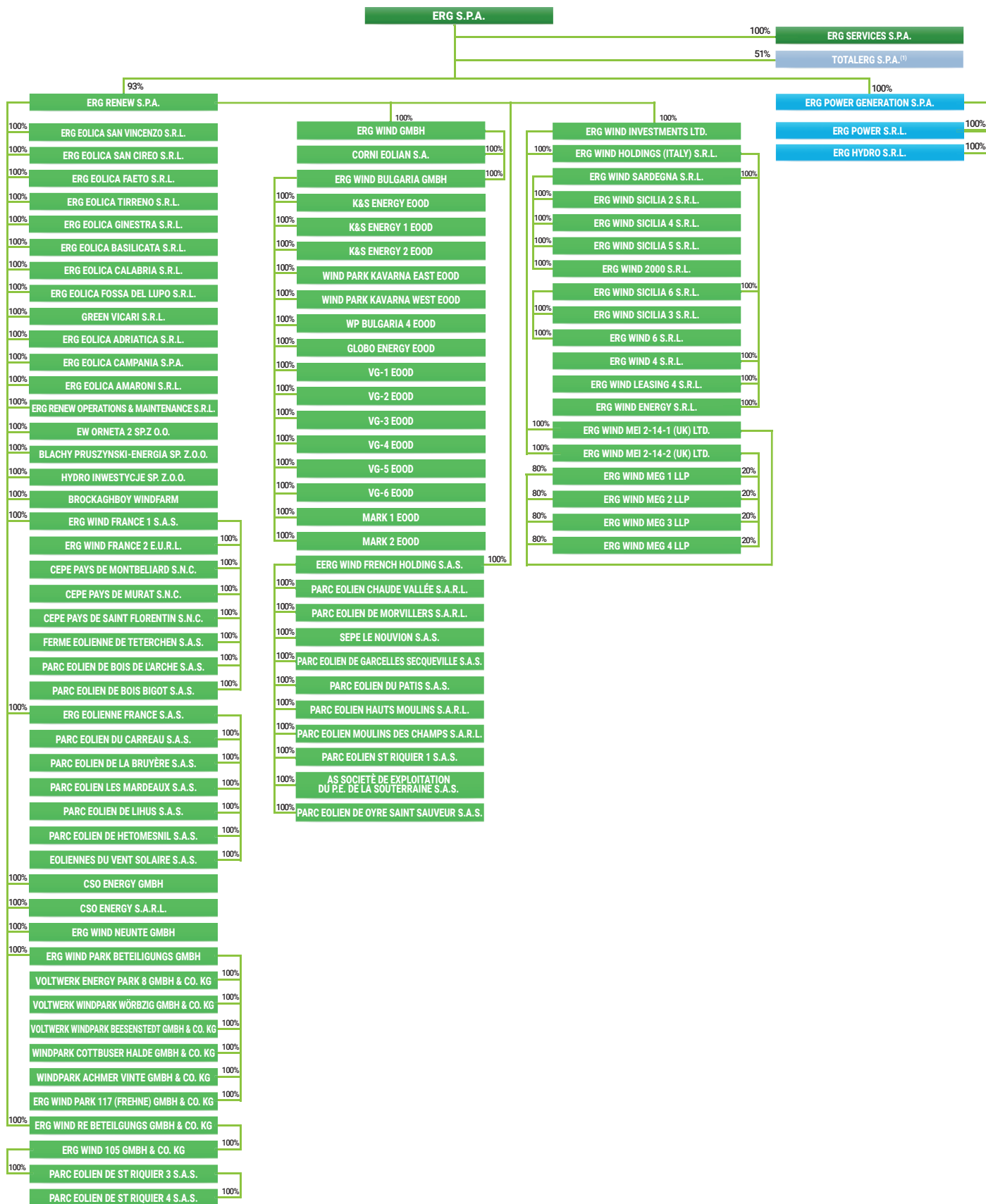
PROSPETTI CONTABILI

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

Nella tabella seguente è riportata l'area di consolidamento al 30 settembre 2016.

Rispetto al 31 dicembre 2015 si segnala:

- acquisizione da Impax Asset Management Group di tredici società di diritto francese e di dieci società di diritto tedesco, e di due società, la CSO Energy Sarl di diritto francese e la CSO Energy GmbH di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia;
- acquisizione da TCI Renewables ("TCI") del 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd.



■ BUSINESS NON PROGRAMMABILI
 ■ BUSINESS PROGRAMMABILI
 ■ BUSINESS DOWNSTREAM INTEGRATO

(1) Società valutata col metodo del patrimonio netto

RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali di seguito esposti **includono le poste non ricorrenti**.

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. Si precisa che il confronto con i dati del 2015 è influenzato dal cambiamento di perimetro, come meglio commentato nelle premesse del presente Resoconto.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
226,8	210,7	Ricavi della gestione caratteristica	757,0	694,8
3,5	1,1	Altri ricavi e proventi	11,6	6,9
230,4	211,8	RICAVI TOTALI	768,7	701,7
(90,7)	(100,7)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(221,7)	(312,4)
(48,6)	(37,7)	Costi per servizi e altri costi operativi	(152,7)	(105,7)
(13,5)	(13,2)	Costi del lavoro	(45,5)	(38,9)
77,6	60,2	MARGINE OPERATIVO LORDO	348,8	244,6
(64,6)	(39,4)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(193,2)	(116,8)
13,1	20,8	Risultato operativo netto	155,6	127,8
(18,0)	(13,1)	Proventi (oneri) finanziari netti	(64,0)	(40,4)
19,8	(8,8)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	28,1	4,4
14,9	(1,1)	Risultato prima delle imposte	119,6	91,8
4,0	(3,5)	Imposte sul reddito	(25,2)	(22,8)
18,9	(4,6)	Risultato d'esercizio	94,4	69,0
0,6	0,3	Risultato di azionisti terzi	(2,4)	(3,1)
19,5	(4,3)	Risultato netto di Gruppo	92,0	65,9

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi nel **terzo trimestre** 2016 sono pari a 227 milioni rispetto ai 211 milioni del terzo trimestre 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

- i ricavi del **settore Eolico** sono in linea con quelli dell'analogo periodo del 2015 grazie alle maggiori produzioni soprattutto per il pieno contributo dei nuovi parchi eolici all'estero che hanno compensato i minori prezzi di vendita. Si precisa che i ricavi del 2015 qui esposti non comprendono il contributo dei parchi eolici in Romania e Bulgaria, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2016;
- il decremento dei ricavi del **settore Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita;
- il contributo del **settore Idroelettrico** acquisito a dicembre 2015.

I ricavi nei **primi nove mesi** del 2016 sono pari a 757 milioni rispetto ai 695 milioni dei primi nove mesi del 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento dei ricavi del **settore Eolico** legato prevalentemente al mutato perimetro di riferimento grazie all'incremento della capacità eolica installata in Francia, Germania e Polonia e alle maggiori produzioni in Italia. Si precisa che i ricavi del 2015 qui esposti non comprendono il contributo dei parchi eolici in Romania e Bulgaria, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2016.
- il decremento dei ricavi del **settore Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita;
- il contributo del **settore Idroelettrico** acquisito a dicembre 2015.

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** 2016 sono pari a 91 milioni in diminuzione di 10 milioni rispetto al terzo trimestre 2015 principalmente a seguito dei minori costi per acquisti di gas e energia elettrica.

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

Nei **primi nove mesi** del 2016 sono pari a 222 milioni in diminuzione di 90 milioni rispetto ai primi nove mesi del 2015 principalmente a seguito dei minori 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, per consulenze (ordinarie e legate a operazioni straordinarie), costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi e oneri e alle imposte diverse da quelle sul reddito.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico e all'impianto CCGT e risultano significativamente superiori rispetto a quelli dell'analogo periodo del 2015 in conseguenza della già commentata variazione di perimetro.

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del **terzo trimestre** 2016 sono pari a 18 milioni, rispetto ai 13 milioni registrati nel terzo trimestre 2015. L'incremento è imputabile principalmente ai maggiori interessi passivi a medio lungo termine e ai minori proventi relativi alla liquidità gestita in conseguenza del significativo maggiore indebitamento medio del periodo a seguito delle acquisizioni effettuate.

Nel dettaglio la voce include oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 17 milioni (15 milioni nel 2015) a seguito del maggiore indebitamento finanziario del periodo; i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

Gli oneri finanziari netti dei **primi nove mesi** del 2016 sono pari a 64 milioni, rispetto ai 40 milioni registrati nei primi nove mesi del 2015. L'incremento è imputabile principalmente ai maggiori interessi passivi a medio lungo termine e ai minori proventi relativi alla liquidità gestita in conseguenza del significativo maggiore indebitamento medio del periodo (circa 1,6 miliardi) a seguito delle acquisizioni effettuate in confronto con il corrispondente periodo dell'anno precedente (circa 300 milioni) nonché di oneri non ricorrenti per oltre 8 milioni afferenti il refinancing della Tranche A dell'acquisition loan di ERG Hydro e il prepayment del finanziamento bancario della società rumena Corni Eolian S.A. Al netto degli oneri straordinari di cui sopra, gli oneri finanziari netti a valori correnti dei primi nove mesi del 2016 sono pari a 56 milioni rispetto ai 45 milioni registrati nei primi nove mesi del 2015 (inclusivi della quota parte della Joint Venture LUKERG Renew).

Nel dettaglio la voce include proventi finanziari netti a breve termine per circa 1 milione (7 milioni nel 2015) derivanti principalmente dalla gestione della minore liquidità disponibile, e oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 56 milioni (48 milioni nel 2015) a seguito del maggiore indebitamento finanziario del periodo; i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel **terzo trimestre** 2016 riflette i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. (+8 milioni), 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), mentre il dato comparativo del 2015 include oltre ai risultati di TotalErg S.p.A. (-8 milioni) anche i risultati di LUKERG Renew GmbH (-1,1 milioni) valutata con il metodo del patrimonio netto. A valori correnti, depurati dalle variazioni di magazzino, i proventi di TotalErg nel terzo trimestre 2016 sono risultati in crescita rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (8 milioni rispetto a -8 nel 2015).

Nei **primi nove mesi** del 2016 sono pari a +28 milioni in forte miglioramento rispetto all'analogo periodo del 2015 (+4 milioni) grazie al miglioramento dei risultati operativi di TotalERG S.p.A. (+11 milioni) e ai già commentati proventi relativi all'opzione su minorities (+11 milioni).

Imposte sul reddito

Nel **terzo trimestre** 2016 si rilevano imposte positive per 4 milioni (-4 milioni nello stesso periodo del 2015). Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pertanto non indicativo, così come nel terzo trimestre del 2015.

Le imposte sul reddito dei **primi nove mesi** del 2016 sono pari a 25 milioni (23 milioni nello stesso periodo del 2015). Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 21% (25% nei primi nove mesi del 2015). Il tax rate a valori correnti dei primi nove mesi, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 24% (27% nei primi nove mesi del 2015).

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30/09/2015	(Milioni di Euro)	30/09/2016	30/06/2016	31/12/2015
2.163,4	Capitale immobilizzato	3.409,0	3.454,1	3.223,9
220,1	Capitale circolante operativo netto	205,7	313,1	202,1
(3,5)	Trattamento di fine rapporto	(6,4)	(6,4)	(5,5)
353,6	Altre attività	365,6	369,9	324,7
(537,3)	Altre passività	(685,4)	(697,6)	(621,1)
2.196,1	Capitale investito netto	3.288,5	3.433,2	3.124,2
1.674,5	Patrimonio netto di Gruppo	1.559,7	1.540,7	1.626,0
50,8	Patrimonio netto di terzi	51,8	52,4	50,3
470,9	Indebitamento finanziario netto	1.677,0	1.840,1	1.447,9
2.196,2	Mezzi propri e debiti finanziari	3.288,5	3.433,2	3.124,2
21%	Leva finanziaria	51%	54%	46%

Al 30 settembre 2016 il capitale investito netto ammonta a 3.289 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2015.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) e il capitale investito netto, è pari al 51% (46% al 31 dicembre 2015). L'incremento della leva finanziaria riflette anche gli effetti dell'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi.

Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La variazione in aumento rispetto al 31 dicembre 2015 è principalmente riconducibile all'effetto delle acquisizioni dei parchi eolici francesi e tedeschi, agli investimenti del periodo, in parte compensato dagli ammortamenti del periodo.

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.

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 e i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti e, alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi e oneri.

Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/09/2015	(Milioni di Euro)	30/09/2016	30/06/2016	31/12/2015
1.221,2	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.044,1	1.994,6	1.987,8
(750,3)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(367,2)	(154,5)	(540,0)
470,9	Totale	1.677,0	1.840,1	1.447,9

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/09/2015	(Milioni di Euro)	30/09/2016	30/06/2016	31/12/2015
-	Debiti verso banche a medio-lungo termine	667,9	667,4	694,6
-	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-	-
165,5	Debiti finanziari a medio-lungo termine	171,4	166,5	153,4
165,5	Totale	839,3	833,9	848,0
1.201,1	Totale Project Financing	1.331,8	1.284,9	1.284,6
(145,4)	Quota corrente Project Financing	(127,0)	(124,2)	(144,7)
1.055,7	Project Financing a medio-lungo termine	1.204,8	1.160,8	1.139,9
1.221,2	TOTALE	2.044,1	1.994,6	1.987,8

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 30 settembre 2016 sono pari a 668 milioni (695 milioni al 31 dicembre 2015) riferibili a:

- un corporate acquisition loan di 350 milioni, 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) e 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. e il finanziamento di progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania).

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine" sono interamente formati dalle passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 171 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2015).

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" (1.332 milioni al 30 settembre 2016) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.197 milioni erogati a società del settore Energia - Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 514 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 85 milioni;
- finanziamenti per 134 milioni 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.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/09/2015	(Milioni di Euro)	30/09/2016	30/06/2016	31/12/2015
154,3	Debiti verso banche a breve termine	9,6	93,8	110,0
-	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-	-
9,3	Altri debiti finanziari a breve termine	10,0	5,8	68,7
163,6	Passività finanziarie a breve termine	19,6	99,5	178,7
(863,9)	Disponibilità liquide	(294,7)	(224,2)	(627,0)
(31,1)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(23,1)	(18,0)	(92,9)
(895,0)	Attività finanziarie a breve termine	(317,8)	(242,2)	(719,8)
145,4	Project Financing a breve termine	127,0	124,2	144,7
(164,3)	Disponibilità liquide	(195,9)	(136,1)	(143,6)
(18,9)	Project Financing	(69,0)	(11,9)	1,1
(750,3)	TOTALE	(367,2)	(154,5)	(540,0)

La diminuzione degli "Altri debiti finanziari a breve termine" è legata al pagamento nel periodo di quote di conguaglio relative al corrispettivo per l'operazione ERG Hydro a fronte di corrispondenti maggiori disponibilità liquide presenti in sede di acquisto, avvenuta a fine 2015.

L'importo delle disponibilità liquide è sostanzialmente diminuito nel corso dei primi nove mesi del 2016 a seguito del parziale rimborso anticipato del finanziamento Corporate, delle acquisizioni del periodo e della distribuzione dei dividendi agli azionisti.

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		(Milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2016	2015		2016	2015
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO				
70,5	43,3	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	302,0	183,3
-	(9,1)	Pagamento di imposte sul reddito	(8,7)	(107,9)
107,4	(19,5)	Variazione circolante operativo netto	(2,4)	(30,5)
(3,1)	9,4	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(32,1)	23,1
174,7	24,0	Totale	258,9	68,0
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO				
(12,3)	(16,9)	Investimenti netti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(28,0)	(67,6)
0,9	(1,5)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	5,4	(1,0)
-	-	Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	-	(0,5)
(11,4)	(18,4)	Totale	(22,6)	(69,0)
FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO				
0,0	0,0	Dividendi distribuiti	(142,8)	(71,4)
(0,4)	(4,0)	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	(16,4)	8,8
(0,4)	(4,0)	Totale	(159,2)	(62,6)
0,2	(70,3)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO⁽²⁾	(306,3)	(77,2)
163,2	(68,8)	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(229,1)	(140,8)
1.840,1	402,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.447,9	330,1
(163,2)	68,8	VARIAZIONE DEL PERIODO	229,1	140,8
1.677,0	470,9	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.677,0	470,9

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

(2) la variazione dell'area di consolidamento nei 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 1.677 milioni, in aumento di 229 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (292 milioni), per l'ingresso nel Regno Unito (14 milioni), per la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché per gli investimenti del periodo (31 milioni) e l'incremento (18 milioni) del fair value negativo dei derivati IRS a copertura dei tassi nei finanziamenti in essere. L'elevato flusso di cassa operativo del periodo ha significativamente compensato tali effetti.

L'indebitamento finanziario netto risulta in calo di 163 milioni rispetto a quello registrato al 30 giugno 2016 (1.840 milioni) principalmente per il flusso di cassa operativo del periodo legato agli incassi degli incentivi relativi alla produzione del quarto trimestre 2015 e del primo trimestre 2016, ai sensi della normativa vigente.

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 a **valori correnti** con l'esclusione delle poste non caratteristiche.

I risultati a valori correnti 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 a valori correnti adjusted.

Le **poste non caratteristiche** includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Gli **utili (perdite) su magazzino**²⁷ 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 e ancora presenti a fine periodo.

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

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016.

In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori adjusted del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%).

²⁷ 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 a valori correnti

MARGINE OPERATIVO LORDO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
77,6	60,2	Margine operativo lordo	348,8	244,6
Esclusione Poste non caratteristiche:				
Corporate				
-	0,6	Oneri accessori operazioni straordinarie	-	1,4
-	-	Oneri accessori operazioni ERG Hydro	-	-
-	-	Oneri accessori altre operazioni	-	-
-	-	Svalutazione certificati ambientali	-	2,6
-	-	Proventi e oneri relativi ad anni precedenti	-	-
-	1,7	Oneri per riorganizzazione societaria	-	1,7
Fonti Programmabili				
-	0,1	Oneri per riorganizzazione societaria	0,3	1,0
-	-	Oneri accessori operazioni ERG Hydro	-	-
Fonti Non Programmabili				
-	-	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,9	-
-	1,9	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,9	2,5
77,6	64,6	Margine operativo lordo a valori correnti	350,9	253,8
-	1,8	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	10,2
77,6	66,4	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	350,9	264,0

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
(64,6)	(39,4)	Ammortamenti a valori correnti	(193,2)	(116,8)
-	(2,0)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	(5,9)
(64,6)	(41,3)	Ammortamenti a valori correnti adjusted	(193,2)	(122,7)

RISULTATO OPERATIVO NETTO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
13,0	25,2	Risultato operativo netto a valori correnti	157,6	137,1
-	(0,1)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	-	4,4
13,0	25,1	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	157,6	141,5

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2016	2015	(Milioni di Euro)	2016	2015
19,5	(4,3)	Risultato netto di Gruppo	92,0	65,9
(0,4)	19,1	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	(6,4)	7,3
		Esclusione Poste non caratteristiche:		
-	-	Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia	-	0,5
-	-	Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite	-	(2,9)
-	-	Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Hydro	-	-
-	-	Esclusione Svalutazione certificati ambientali	-	1,9
(0,0)	2,1	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	0,8	2,7
0,5	1,1	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	0,8	(1,5)
-	-	Esclusione contributi e altri proventi (oneri) anni precedenti	-	-
-	(0,4)	Esclusione oneri accessori altre operazioni	-	-
-	-	Esclusione effetto prepayment finanziamenti	5,9	-
-	-	Esclusione impatto adeguamento imposte	-	-
-	1,3	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	0,8	2,0
-	-	Esclusione proventi straordinari scioglimento Joint Venture LUKERG	-	-
-	-	Esclusione accantonamento rischi partecipazioni	-	-
(11,0)	-	Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities	(11,0)	-
8,6	19,0	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	82,9	75,8

(1) nel 2015 corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti adjusted

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

12
ottobre
2016

ERG ha sottoscritto e perfezionato un accordo con UniCredit che prevede la permuta di tutte le azioni già detenute da UniCredit in ERG Renew, pari a n.

7.692.308 e corrispondenti al 7,14% del relativo capitale sociale con n. 6.012.800 di azioni proprie ordinarie ERG corrispondenti al 4,00% della totalità delle azioni rappresentanti il capitale sociale di ERG. Il rapporto di scambio col quale è stata concordata la permuta è pari a circa 0,78 azioni ordinarie ERG per ciascuna azione ERG Renew, sulla base di un valore di 12,8 Euro attribuito a ciascuna azione ordinaria ERG.

Il rapporto di scambio è stato calcolato sulla base del fair value attribuito alle azioni ERG e alla partecipazione ERG Renew già di UniCredit determinato tramite la metodologia Discounted Cash Flow, supportato anche dalle valutazioni appositamente effettuate da un perito indipendente.

ERG, ad esito dell'operazione, detiene n. 1.503.200 azioni proprie ordinarie ERG pari all'1% del relativo capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato in pari data l'operazione e in particolare l'alienazione delle predette azioni proprie ordinarie ERG nell'ambito dell'autorizzazione rilasciata dall'Assemblea degli Azionisti di ERG tenutasi il 3 maggio 2016.

Nel contesto dell'operazione, UniCredit ha assunto nei confronti di ERG un impegno di lock-up della durata di 180 giorni, in virtù del quale UniCredit non potrà vendere le azioni ERG acquistate per effetto della permuta.

26
ottobre
2016

Nel corso della presentazione del CDP Climate Leadership Awards, a Milano, ERG ha ricevuto l'Award come Best Newcomer Italy assegnato dal

Carbon Disclosure Project (CDP), in collaborazione con Borsa Italiana, con una valutazione di ingresso B (in una scala che va da A a D).

Un importante riconoscimento alle azioni e alle strategie di contrasto al climate change adottate dalla società nonché alla trasparenza nella comunicazione. Questo risultato conferma, inoltre, l'impegno continuo verso un modello di sviluppo sostenibile che coniuga le performance economiche con la riduzione delle emissioni di CO₂.

Il posizionamento di azienda green, leader nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, consente ad ERG di contribuire attivamente alla progressiva decarbonizzazione dell'economia. Un impegno in linea con gli esiti della COP 21, sanciti nell'Accordo di Parigi, che vede nello sviluppo delle energie rinnovabili un elemento fondamentale per la lotta ai cambiamenti climatici.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2016:

Fonti Non Programmabili

ERG Renew prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale, grazie alla quale già a inizio 2016 ha raggiunto 626 MW di potenza installata all'estero, pari al 37% dei 1.720 MW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire l'ottavo operatore eolico on-shore in Europa.

L'anno 2016 beneficerà in particolare del pieno contributo dei tre nuovi parchi eolici in Polonia, la cui costruzione è stata progressivamente ultimata nel corso del 2015 per una potenza installata complessiva di 82 MW, dell'acquisizione a luglio 2015 di altri sei parchi in Francia per una potenza di 63 MW, dell'incremento della potenza installata di 20 MW in Bulgaria e Romania a seguito dello scioglimento a fine 2015 della joint venture LUKERG Renew, e dell'acquisto ad inizio 2016 di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e sei in Germania (82 MW) con una potenza installata complessiva di 206 MW. Si ricorda inoltre che nell'ambito della suddetta operazione sono state anche acquisite due società specializzate in attività di asset management che contribuiranno sia all'ottenimento di sinergie che allo sviluppo della presenza di ERG come operatore industriale nei due paesi. Proseguono infine le attività volte ad un'ulteriore crescita della società, attraverso la valutazione di nuove opportunità di investimento, in particolare all'estero e che vedranno nel 2016 la società impegnata nella realizzazione di un nuovo impianto, per circa 47,5 MW, in Irlanda del Nord (UK).

I risultati del 2016, a livello di margine operativo lordo, sono previsti quindi in significativa crescita grazie al contributo dei nuovi impianti, nonostante l'impatto di prezzi dell'energia in significativa diminuzione rispetto al 2015. Tale impatto, nel 2016, risentirà anche del nuovo meccanismo di valorizzazione dell'incentivo in Italia, che lega quest'ultimo al valore di PUN consuntivo registrato nell'anno precedente (2015).

Fonti Programmabili

Il Gruppo ERG ha finalizzato un'operazione di grande rilevanza strategica, che consente di diversificare le fonti di produzione entrando nel settore idroelettrico con una dimensione di rilievo, coerentemente con la strategia di crescita nelle rinnovabili attraverso investimenti in asset di alta qualità.

Grazie a questa diversificazione, i risultati del 2016 delle fonti programmabili sono attesi complessivamente in crescita rispetto al 2015.

- **Idroelettrico:** a seguito dell'operazione finalizzata il 30 novembre 2015, ERG Power Generation ha acquisito l'intero business idroelettrico di E.On Produzione, composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW; l'apporto della neo costituita ERG Hydro permetterà di incrementare

significativamente i risultati economici e la generazione di cassa, mentre il considerevole aumento del portafoglio di generazione consentirà di migliorare i risultati anche grazie alla maggiore attività di Energy Management.

- **Termoelettrico:** per quel che riguarda l'impianto di ERG Power si prevedono risultati in riduzione a seguito dell'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi avvenuta a partire dal 28 maggio 2016. Tuttavia, fino a tale data, i risultati sono stati soddisfacenti e in linea con il 2015. Inoltre, la flessibilità ed efficienza dell'impianto CCGT di ERG Power, i contratti di fornitura di lungo termine e le azioni di copertura del margine di generazione consentiranno di mantenere una redditività superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

Nel complesso per l'esercizio 2016 si attende un margine operativo lordo di circa 440 milioni di Euro in linea con le indicazioni date alla Comunità Finanziaria in occasione della Presentazione del Piano 2015-2018 (350 milioni nel 2015), ciò grazie al maggior contributo rispetto a budget derivante dalla performance degli impianti, dall'Energy Management e dal controllo dei costi centrali. Tali effetti infatti permetteranno di compensare l'impatto negativo derivante da prezzi per l'energia elettrica decisamente inferiori alle aspettative di Piano.

Rischi e incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime e 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, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico, della distribuzione di carburanti e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

Genova, 9 novembre 2016

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, 9 novembre 2016

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



ERG S.P.A.

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

www.erg.eu

SEDE LEGALE

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

WWW.ERG.EU

