



RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 30 SETTEMBRE 2015

INDICE

Organi societari	2
Premessa	3
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	12
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre	15
Settori di attività	17
Rinnovabili	17
Power	30
Investimenti	34
Prospetti contabili	38
Area di consolidamento integrale e aree di business	38
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	40
Indicatori alternativi di performance	49
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre	55
Evoluzione prevedibile della gestione	56

ORGANI SOCIETARI

Consiglio di Amministrazione¹

Presidente	Esecutivo	Edoardo Garrone
Vice Presidente	Esecutivo Non esecutivo	Alessandro Garrone ² Giovanni Mondini
Amministratore Delegato		Luca Bettonte
Amministratori	Indipendente ³ Indipendente ⁴ Indipendente ⁴ Indipendente ⁴ Non esecutivo Indipendente ⁴ Indipendente ³ Indipendente ⁴	Massimo Belcredi Mara Anna Rita Caverni Alessandro Chieffi Barbara Cominelli Marco Costaguta Luigi Ferraris Paolo Francesco Lanzoni Silvia Merlo

Collegio Sindacale

Presidente	Mario Pacciani
Sindaci effettivi	Elisabetta Barisone Lelio Fornabaio

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.

Premessa

Il Resoconto Intermedio al 30 settembre 2015, non sottoposto a revisione contabile, è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) e sulla base delle indicazioni contenute nel comma 5 dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, in applicazione della direttiva 2004/109/CE (Direttiva Transparency). I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2014 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 adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a valori correnti adjusted con l'esclusione delle poste non caratteristiche¹ e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%) per il settore Rinnovabili, il cui contributo nel Conto Economico non a valori correnti adjusted è rappresentato dalla valutazione ad equity della medesima partecipazione.

L'indebitamento finanziario netto è a valori adjusted e tiene conto, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della joint venture LUKERG Renew GmbH al netto delle relative poste infragruppo.

Si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 i valori adjusted non includono più il contributo della joint venture TotalErg in quanto non è più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo. Coerentemente anche i dati comparativi 2014 proforma non tengono conto del contributo di TotalErg.

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

Acquisizione parchi eolici francesi

In data 27 luglio 2015 ERG Renew ha perfezionato il closing per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal Gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di sei parchi eolici in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, entrati in esercizio tra il 2005 e il 2008. I parchi presentano una produzione annua media attesa di circa 150 GWh, pari a oltre 2.300 ore equivalenti.

Il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento delle nuove società francesi a partire dal 1° luglio 2015: l'acquisizione ha comportato un incremento del capitale investito netto di circa 70 milioni e un aumento dell'indebitamento di pari importo. Il contributo sul margine operativo lordo del terzo trimestre è stato pari a circa 2 milioni.

¹ Le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Valori economici 2014 proforma

Il confronto dei risultati del 2015 con quelli del corrispondente periodo del 2014 risente in modo significativo del cambiamento di perimetro di Gruppo avvenuto nel corso del 2014 ed in particolare:

- della cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy ed ISAB Energy Services, costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione, perfezionata il 30 giugno 2014;
- della cessione di ERG Oil Sicilia perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply & Trading che è stata fusa in ERG S.p.A. in data 1° luglio 2015.
- dall'esclusione del contributo di TotalErg per le ragioni sopra esposte.

Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopradescritto, permettendo quindi il confronto dei risultati a perimetro costante. In particolare si è proceduto a modificare i valori economici dell'anno 2014, anche su base trimestrale, escludendo il contributo di ISAB Energy ed ISAB Energy Services, ERG Oil Sicilia ed ERG Supply & Trading. Si precisa che i risultati della joint venture TotalErg continuano ad essere consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti".

Per maggiori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda alle note "Riconciliazione valori adjusted proforma".

	3° trimestre 2014	Esclusione contributo 3° trimestre 2014 di:				3° trimestre 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg	
<i>(milioni di Euro)</i>						
Margine operativo lordo						
Rinnovabili	52	–	–	–	–	52
Power	35	–	(2)	–	–	33
Downstream integrato	18	(2)	–	1	(17)	–
Corporate	(5)	–	–	–	–	(5)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	100	(2)	(2)	1	(17)	80
Risultato netto						
Risultato netto	5	(1)	(1)	4	–	8
di cui Risultato netto di Gruppo	5	(1)	(1)	4	–	8
di cui Risultato netto di azionisti terzi	–	–	–	–	–	–
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	12	(1)	(1)	4	–	14
Net debt						
Indebitamento finanziario netto adjusted	640				(173)	466

	9 mesi 2014	Esclusione contributo 9 mesi 2014 di:				9 mesi 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply &Trading	TotalErg	
<i>(milioni di Euro)</i>						
Margine operativo lordo						
Rinnovabili	201	-	-	-	-	201
Power	183	-	(102)	-	-	80
Downstream integrato	35	(4)	-	(1)	(30)	-
Corporate	(19)	-	-	-	-	(19)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	400	(4)	(102)	(1)	(30)	263
Risultato netto						
Risultato netto	146	-	(106)	5	-	45
di cui Risultato netto di Gruppo	121	-	(84)	5	-	42
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	-	(22)	-	-	3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	75	(1)	(25)	5	-	54
Net debt						
Indebitamento finanziario netto adjusted	640				(173)	466

Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG ha portato a termine un fondamentale processo di trasformazione, da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Oggi nel mercato eolico ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano all'estero; inoltre è attivo nel settore termoelettrico con un impianto CCGT altamente modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso le attività di Energy Management. Entro la fine dell'anno è previsto il perfezionamento degli accordi già annunciati al mercato, a fronte dei quali il Gruppo ERG amplierà ulteriormente la propria presenza nel settore delle fonti rinnovabili, sia attraverso l'ingresso nell'idroelettrico in Italia (mediante l'acquisizione del nucleo idroelettrico di Terni), sia mediante l'ulteriore crescita nell'eolico all'estero (in particolare in Francia e Germania).

Al 30 settembre 2015 il Gruppo ERG, attraverso le proprie controllate, opera nei seguenti settori:

- **Rinnovabili**

Attraverso ERG Renew (controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con 1.446 MW di potenza eolica installata al 30 settembre 2015 e 40 MW in costruzione. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.087 MW), ma con una presenza significativa anche in Francia (128 MW a seguito dell'acquisto a partire da luglio di 63,4 MW), Germania (86 MW) e attraverso LUKERG Renew in Romania (77 MW quota ERG) e in Bulgaria (27 MW quota ERG), oltre che in Polonia (42 MW a partire da fine giugno 2015).

Attualmente sono in fase di realizzazione altri due parchi in Polonia per una capacità complessiva di 40MW che entreranno in esercizio entro la fine del 2015.

Attraverso ERG Renew O&M la Società ha internalizzato le attività di gestione e manutenzione dei parchi eolici in Italia derivanti dall'acquisizione di IP Maestrone e sta estendendo progressivamente tale attività anche agli altri parchi italiani.

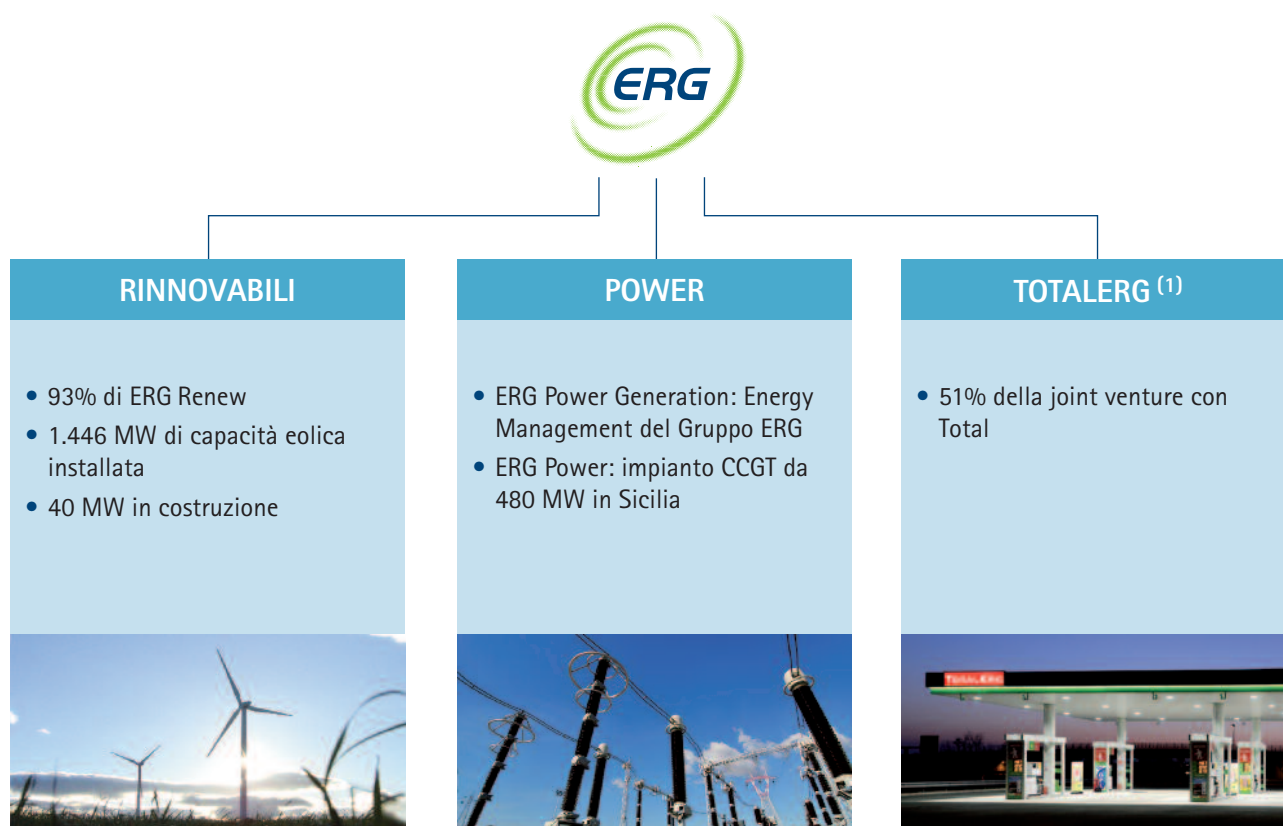
- **Power**

Il Gruppo è attivo nell'attività di produzione e commercializzazione di energia elettrica, vapore e utilities, attraverso:

- **ERG Power Generation S.p.A.:** società che svolge le attività di Energy Management del Gruppo ERG e che a partire dal 1° gennaio 2015, per effetto della fusione per incorporazione di ISAB Energy Services S.r.l. nella Società, effettua direttamente le attività di O&M per l'impianto di ERG Power S.r.l.;
- **ERG Power S.r.l.:** società proprietaria della Centrale Nord (480 MW) ubicata nel Sito industriale di Priolo Gargallo (SR), comprendente un impianto cogenerativo ad alto rendimento a ciclo combinato alimentato a gas naturale entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 ed altri impianti per la produzione di vapore ed utilities.

Si ricorda inoltre che a seguito dell'operazione con i gruppi GDF SUEZ e LUKOIL, conclusasi il 30 giugno 2014, il Gruppo ERG ha modificato sostanzialmente il proprio perimetro di attività nel settore termoelettrico, con la cessione dell'impianto IGCC di ISAB Energy e del ramo d'azienda relativo all'attività di O&M sull'impianto stesso.

Si segnala che il Gruppo ERG a seguito della cessione avvenuta a fine 2014 della partecipazione in ERG Oil Sicilia S.p.A. che opera nella distribuzione di prodotti petroliferi, e della decisione di inizio 2015 di cessare l'attività di ERG Supply & Trading S.p.A., opera ora nel business del downstream integrato solamente attraverso TotalErg S.p.A., la joint venture con Total costituita nel 2010. Pertanto a partire dal 2015 la partecipazione viene rappresentata gestionalmente nei valori adjusted attraverso il consolidamento ad equity.



(1) Società consolidata ad equity

ERG in Borsa

Al 30 settembre 2015 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 12,50 Euro, in aumento (+35,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2014, a fronte di una crescita nello stesso periodo del FTSE All Share (+13,4%), del FTSE Mid Cap (+25,4%) e di una diminuzione dell'Euro Stoxx Utilities Index (-11,3%).

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

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.09.15	12,50
Prezzo massimo (18.08.15) ⁽¹⁾	13,65
Prezzo minimo (12.01.15) ⁽¹⁾	8,91
Prezzo medio	11,56

⁽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

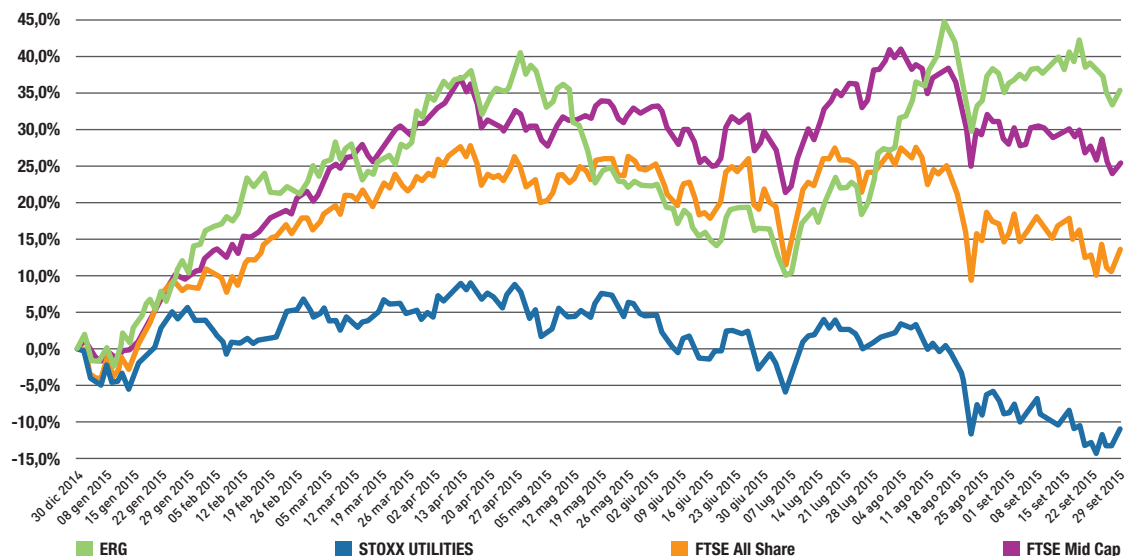
Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (30.03.15)	1.305.236
Volume minimo (25.05.15)	70.407
Volume medio	255.487

La capitalizzazione di borsa al 30 settembre 2015 ammonta a circa 1.879 milioni (1.391 milioni alla fine del 2014).

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

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap

Variazione % dal 31.12.2014 al 30.9.2015



Sintesi dei risultati

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma	(milioni di Euro)	2015	2014 proforma
Principali dati economici				
216	258	Ricavi adjusted ⁽²⁾	713	788
60	82	Margine operativo lordo	245	250
65	77	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	254	253
66	80	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted ⁽²⁾	264	263
25	39	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	137	138
25	40	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted ⁽²⁾	141	142
(5)	8	Risultato netto	69	45
(4)	8	di cui Risultato netto di Gruppo	66	42
19	14	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽³⁾	76	54
Principali dati finanziari				
2.196	2.193	Capitale investito netto	2.196	2.193
1.725	1.806	Patrimonio netto	1.725	1.806
471	387	Indebitamento finanziario netto totale	471	387
1.201	1.338	di cui Project Financing non recourse ⁽⁴⁾	1.201	1.338
21%	18%	Leva finanziaria	21%	18%
548	466	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽⁵⁾	548	466
31%	31%	EBITDA Margin %	37%	33%
Dati operativi				
1.446	1.341	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.446	1.341
528	542	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.011	1.948
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
724	736	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	1.935	1.921
2.449	2.220	Vendite totali di energia elettrica	7.439	6.564
17	21	Investimenti ⁽⁶⁾	69	40
588	617	Dipendenti a fine periodo	588	617
Indicatori di mercato				
56,7	50,4	Prezzo di riferimento elettricità ⁽⁷⁾	52,1	49,8
99,9	97,7	Prezzo di vendita "certificati verdi" (rinnovabili)	99,9	97,7
61,9	95,2	Prezzo zonale Sicilia	57,9	80,4
153,2	143,7	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG in Italia	147,8	143,6
96,1	96,7	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁸⁾	96,1	95,9
90,8	91	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁸⁾	91,3	91,0
95	96,7	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁸⁾	96,3	96,7
35,1	n.a.	Prezzo EE Polonia	35,1	n.a.
26,5	n.a.	Prezzo CO Polonia	26,5	n.a.
29,7	29,2	Prezzo EE Romania ⁽⁹⁾	31,1	28,3
29,6	28,5	Prezzo "certificati verdi" Romania ⁽¹⁰⁾	29,6	30,5

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

⁽¹⁾ non includono le poste non caratteristiche

⁽²⁾ comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG di LUKERG Renew (società in joint venture con il Gruppo LUKOIL).

⁽³⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate. I valori corrispondono anche a quelli adjusted

⁽⁴⁾ al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei relativi derivati a copertura dei tassi

⁽⁵⁾ comprende in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della joint venture LUKERG Renew

⁽⁶⁾ in immobilizzazioni materiali ed immateriali

⁽⁷⁾ Prezzo Unico Nazionale

⁽⁸⁾ I valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

⁽⁹⁾ Il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali nel 2015 (a fini comparativi, in assenza di analoghi contratti bilaterali, è riportato il prezzo di mercato)

⁽¹⁰⁾ Prezzo riferito al valore unitario del "certificato verde"

3° trimestre		Sintesi dei risultati per settore		Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma	<i>(milioni di Euro)</i>		2015	2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica					
71	73	Rinnovabili		270	262
144	187	Power		447	532
5	6	Corporate		16	16
(3)	(8)	Ricavi infrasettori		(19)	(22)
216	258	Totale ricavi adjusted⁽¹⁾		713	788
(6)	(5)	<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>		(19)	(15)
211	253	Totale ricavi della gestione caratteristica		695	772
Margine operativo lordo					
45	52	Rinnovabili		202	201
27	33	Power		78	80
(6)	(5)	Corporate		(16)	(19)
66	80	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted⁽²⁾		264	263
(2)	(3)	<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>		(10)	(10)
65	77	Margine operativo lordo a valori correnti⁽²⁾		254	253
(4)	5	<i>Poste non caratteristiche</i>		(9)	(3)
60	82	Margine operativo lordo		245	250
Ammortamenti e svalutazioni					
(33)	(32)	Rinnovabili		(99)	(97)
(7)	(7)	Power		(22)	(22)
(1)	(0)	Corporate		(2)	(2)
(41)	(40)	Ammortamenti a valori correnti adjusted⁽²⁾		(123)	(121)
2	2	<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>		6	6
(39)	(38)	Ammortamenti a valori correnti⁽²⁾		(117)	(115)
Risultato operativo netto					
12	19	Rinnovabili		103	104
19	26	Power		56	59
(6)	(5)	Corporate		(18)	(20)
25	40	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted⁽²⁾		141	142
-	(1)	<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>		(4)	(4)
25	39	Risultato operativo netto a valori correnti⁽²⁾		137	138
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali					
15	16	Rinnovabili		62	29
2	3	Power		5	9
-	1	Corporate		1	2
17	21	Totale investimenti adjusted⁽³⁾		69	40
-	-	<i>Investimenti di LUKERG Renew (50%)</i>		-	(2)
17	21	Totale investimenti		69	38

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

⁽¹⁾ i ricavi adjusted tengono conto della quota ERG dei ricavi effettuati dalla joint venture LUKERG Renew.

⁽²⁾ i risultati a valori correnti non includono le poste non caratteristiche. I valori adjusted comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di LUKERG Renew.

⁽³⁾ tengono conto della quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew

Vendite

Energia

Le vendite di energia elettrica effettuate dal Gruppo ERG fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti, sia eolici (ERG Renew) che termoelettrici (ERG Power) e ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel **terzo trimestre 2015** le vendite totali di energia elettrica sono state 2,4 TWh (2,2 TWh nello stesso periodo del 2014 a parità di perimetro), a fronte di produzioni degli impianti del Gruppo per circa 1,3 TWh, di cui 0,2 TWh all'estero e 1,1 TWh in Italia, pari a circa l'1,3% della domanda complessiva nazionale (1,5% nel terzo trimestre del 2014 a parità di perimetro).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2015, le vendite totali di energia elettrica sono state 7,4 TWh (6,6 TWh nello stesso periodo del 2014 a parità di perimetro), a fronte di produzioni degli impianti del Gruppo per circa 3,9 TWh, di cui circa 0,5 TWh all'estero e 3,5 TWh in Italia, pari a circa l'1,5% della domanda complessiva nazionale (1,5% anche nei primi nove mesi 2014 a parità di perimetro). La ripartizione dei volumi di vendita di energia elettrica, e delle relative tipologie di fonte, è riportata nella tabella² seguente:

3° trimestre		Fonti di energia elettrica (GWh)	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
361	443	ERG Renew Italia – Produzione	1.542	1.570
167	99	ERG Renew Estero – Produzione	469	379
724	736	ERG Power Generation – Produzione	1.935	1.921
1.197	941	ERG Power Generation – Acquisti	3.494	2.695
2.449	2.220	Totale	7.439	6.564

3° trimestre		Impieghi di energia elettrica (GWh)	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
146	135	EE venduta a clienti sito Priolo	399	405
508	508	EE venduta a IREN	1.507	1.507
1.796	1.577	EE venduta Wholesale	5.534	4.653
2.449	2.220	Totale	7.439	6.564

Nel corso del **terzo trimestre 2015** le vendite di vapore³ sono state pari a 211 migliaia di tonnellate (182 nell'analogo periodo del 2014), mentre le vendite di gas sono terminate nel terzo trimestre 2014 (111 milioni di Sm³).

Nel corso dei **primi nove mesi del 2015** le vendite di vapore³ sono state pari a 599 migliaia di tonnellate (629 nell'analogo periodo del 2014), mentre le vendite di gas sono terminate nel terzo trimestre 2014 (320 milioni di Sm³ nei primi nove mesi del 2014).

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 termoelettrica ed eolica in linea con le policy di Gruppo.

² Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine. I valori comparativi 2014 che nelle precedenti relazioni rappresentavano il saldo netto dell'energia comprata e rivenduta sui mercati wholesale, sono stati coerentemente riclassificati.

³ 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 2015 i **ricavi adjusted** sono pari a 216 milioni, in diminuzione rispetto ai 258 milioni del terzo trimestre 2014 proforma, a seguito principalmente dei minori prezzi medi di vendita in Sicilia del Power.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted** si attesta a 66 milioni, in diminuzione rispetto agli 80 milioni registrati nel terzo trimestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Rinnovabili:** margine operativo lordo pari a 45 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (52 milioni) principalmente per le minori produzioni nei parchi eolici italiani dovute a condizioni anemologiche nel paese particolarmente sfavorevoli nel trimestre in parte compensate dal contributo dei nuovi parchi in Francia e Polonia.
- **Power:** margine operativo lordo di 27 milioni, in diminuzione rispetto ai 33 milioni registrati nel terzo trimestre 2014 proforma, a seguito di un contesto di mercato locale meno redditizio, in parte mitigato dalle continue efficienze degli impianti e dal recupero dei costi, nonché dall'apporto dell'attività di Energy Management.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted** è stato pari a 25 milioni (40 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma) dopo ammortamenti per 41 milioni (40 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 19 milioni, rispetto al risultato di 14 milioni del terzo trimestre 2014 proforma. Il miglioramento del risultato è legato principalmente alla migliore performance della joint venture TotalErg in tutti i canali di business e a minori oneri finanziari. I risultati hanno inoltre beneficiato di un minore tax rate anche a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a -4 milioni (+8 milioni del terzo trimestre 2014 proforma) e risente, rispetto al risultato netto di Gruppo a valori correnti, principalmente delle perdite sul magazzino di TotalErg per effetto dei forti ribassi del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi.

Nel terzo trimestre del 2015 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 17 milioni (21 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma) di cui il 87% nel settore Rinnovabili (79%), il 10% nel settore Power (14%). A questi si somma l'investimento per l'acquisizione dei parchi francesi (63 MW) per complessivi 70 milioni.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 471 milioni, in aumento di 141 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2014 principalmente a seguito del pagamento delle imposte (che risente della tassazione dei proventi netti maturati nel 2014 da ISAB Energy a seguito della risoluzione anticipata della convenzione CIP6 e della cessione del ramo d'azienda ad ISAB S.r.l.), della distribuzione dei dividendi e degli investimenti dei nove mesi oltre al corrispettivo pagato per l'acquisizione dei parchi francesi per circa 70 milioni, parzialmente compensati dal flusso di cassa del pe-

riodo. Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 166 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014). L'incremento dell'indebitamento rispetto al 30 giugno 2015 (402 milioni) è principalmente legato all'acquisizione dei parchi eolici in Francia ed agli investimenti del trimestre, in parte compensati dal flusso di cassa positivo generato nel periodo.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted**, che include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nella joint venture LUKERG Renew, risulta pari a 548 milioni, in aumento di circa 139 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 proforma⁴ sostanzialmente per le stesse motivazioni sopra riportate. Nell'indebitamento finanziario netto adjusted sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 169 milioni (184 milioni al 31 dicembre 2014).

Primi nove mesi

Nei primi nove mesi del 2015 i **ricavi adjusted** sono pari a 713 milioni, in diminuzione rispetto ai 788 milioni dei primi nove mesi del 2014 proforma, a seguito principalmente dei minori prezzi medi del Power.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted** si attesta a 264 milioni, sostanzialmente in linea con i 263 milioni registrati nei primi nove mesi del 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Rinnovabili:** margine operativo lordo pari a 202 milioni, in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (201 milioni) nonostante la diminuzione dei risultati registrati dai parchi eolici italiani che è stata compensata dal maggior risultato dei parchi esteri rispetto ai primi nove mesi del 2014, principalmente grazie al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia e Polonia.
- **Power:** margine operativo lordo di 78 milioni in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (80 milioni), a seguito di un contesto di mercato locale meno redditizio, mitigato dalle continue efficienze degli impianti e dai recuperi dei costi, nonché dall'apporto dell'attività di Energy Management.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted** è stato pari a 141 milioni (142 milioni nei primi nove mesi del 2014 proforma) dopo ammortamenti per 123 milioni (121 milioni nei primi nove mesi del 2014 proforma).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 76 milioni, rispetto al risultato di 54 milioni dei primi nove mesi del 2014 proforma. Il miglioramento del risultato è legato principalmente alla migliore performance della joint venture TotalErg in tutti i canali di business. I risultati hanno inoltre beneficiato di un minore tax rate anche a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'adizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

⁴ A partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 l'indebitamento adjusted non tiene più conto del contributo (quota ERG) della joint venture TotalErg per le ragioni già esposte in Premessa. Coerentemente si è proceduto a modificare i valori comparativi al 31 dicembre 2014 e 30 giugno 2014.

Il risultato netto di Gruppo Il risultato netto di Gruppo è stato pari a 66 milioni (42 milioni dei primi nove mesi del 2014 proforma) e risente, rispetto al risultato netto di Gruppo a valori correnti, principalmente delle perdite sul magazzino di TotalErg per effetto dei forti ribassi del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi.

Nei primi nove mesi del 2015 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 69 milioni (40 milioni nei primi nove mesi del 2014 proforma) di cui il 91% nel settore Rinnovabili (72%), il 8% nel settore Power (22%).

Si segnala inoltre che nel periodo sono stati acquistati sei parchi francesi con una capacità totale installata di 63,4 MW per un valore dell'acquisizione è di circa 72 milioni in termini di enterprise value (esposti nel rendiconto finanziario per 70 milioni come variazione dell'area di consolidamento, al netto della liquidità rilevata nella società).

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre

In data **27 luglio 2015** ERG Renew ha perfezionato il closing per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal Gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di sei parchi eolici in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, entrati in esercizio tra il 2005 e il 2008. I parchi presentano una produzione annua media attesa di circa 150 GWh, pari a oltre 2.300 ore equivalenti. Il valore dell'acquisizione è di circa 72 milioni in termini di enterprise value. L'acquisizione consente ad ERG Renew di consolidare la propria posizione nel mercato eolico francese raddoppiando la potenza installata da 64 MW a 127 MW, oltre a rappresentare un ulteriore passaggio nella strategia di diversificazione geografica e di internazionalizzazione del Gruppo.

In data **6 agosto 2015** ERG, attraverso la controllata ERG Power Generation, ha raggiunto un accordo con E.ON Italia per l'acquisizione dell'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. Il valore economico dell'operazione al closing è di circa 0,95 miliardi di Euro in assenza di debito e di cassa. L'EBITDA atteso per il business idroelettrico nei prossimi anni è di circa 110 milioni annui.

Il portafoglio di asset è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi e una stazione di pompaggio. La produzione totale annua media stimata è di circa 1,4 TWh (1,8 TWh nel 2014), di cui circa il 40% incentivata con il sistema dei "certificati verdi". La scadenza delle concessioni relative al portafoglio di asset acquisiti è fissata al 2029.

Attraverso l'operazione entreranno a far parte del Gruppo ERG oltre 100 persone tra tecnici specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicati.

L'acquisizione da parte di ERG Power Generation sarà finanziata da ERG tramite l'utilizzo parziale della liquidità disponibile e con il ricorso ad un corporate acquisition loan di 700 milioni sottoscritto con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali (Barclays Bank Plc, BNP Paribas S.A., Credit Agricole Corporate and Investment Bank S.A., ING Bank N.V., Intesa Sanpaolo S.p.A., Natixis S.A. e UniCredit S.p.A.).

Il closing, avendo ottenuto la clearance dell'Autorità Antitrust Italiana ed essendo state completate le necessarie notifiche e consultazioni con le organizzazioni sindacali interessate, è previsto entro fine 2015.

In data **6 agosto 2015** è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. il progetto di fusione per incorporazione di ISAB Energy S.r.l. in ERG S.p.A., depositato e iscritto presso il Registro delle Imprese di Genova in data 10 agosto 2015.

Verifica TotalErg

In riferimento alle indagini relative alle presunte irregolarità fiscali riguardanti TotalErg (joint venture, 51% ERG e 49% Total, nata dalla fusione di Total Italia ed ERG Petroli il 1° ottobre 2010), si informa che in data **26 giugno 2015** è stato notificato ad ERG, in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg, in qualità di consolidata (ex ERG Petroli), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg l'avviso di accertamento ai fini IRAP ed IVA.

A fronte dello specifico rilievo riguardante la presunta indeducibilità di costi di acquisto e per servizi dell'esercizio 2007 operato nel processo verbale di constatazione (PVC) del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125 mila Euro.

In data **6 luglio 2015** sono stati notificati alla partecipata TotalErg, in qualità di incorporante di Total Italia, sempre per le motivazioni già riportate, avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP ed IVA per le annualità 2007, 2008 e 2009. A fronte degli specifici rilievi operati nel relativo PVC notificato sempre in data 6 agosto 2014, a carico di TotalErg, pari a circa 2.864 milioni di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono, anche in questo caso, considerevolmente tale importo a circa 6 milioni.

ERG, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti e di aver sempre agito correttamente, sta ponendo in essere le azioni più opportune al fine di dimostrare la correttezza del proprio operato.

In relazione alle tematiche sopra descritte si ricorda che l'accordo di joint venture con Total prevede un adeguato reciproco apparato di garanzie.

In considerazione di quanto sopra non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Alla data di pubblicazione del presente documento non risulta emesso alcun avviso di accertamento nei confronti delle società per il 2010, annualità per la quale sempre nel citato PVC del 6 agosto 2014 erano state notificate contestazioni di natura e contenuto simili a quelle sopra richiamate e riconducibili principalmente al periodo antecedente alla costituzione della Joint Venture e riferibili ad attività poste in essere prevalentemente da Total Italia.

Rinnovabili - Estero

Nel mese di **luglio** è entrato in pieno esercizio il parco eolico di Radziejov in Polonia, con una capacità di 42 MW e una produzione di energia elettrica a regime stimata di oltre 100 GWh all'anno, pari a circa 2.400 ore equivalenti.

Settori di attività

Rinnovabili

Il Gruppo ERG opera nel settore delle energie rinnovabili da fonte eolica attraverso la controllata ERG Renew, i cui risultati dipendono principalmente dal business eolico.

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, dal valore dei "certificati verdi", ed in generale dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese.

Mercato di riferimento⁽¹⁾

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
Mercato Rinnovabili Italia (GWh)⁽²⁾				
24.657	27.952	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	72.684	81.319
		di cui:		
12.320	16.103	Idroelettrica	36.257	47.130
1.444	1.416	Geotermica	4.330	4.150
2.694	3.198	Eolica	11.715	11.425
8.199	7.235	Fotovoltaico	20.382	18.614
Prezzi di cessione (Euro/MWh)				
56,7	50,4	PUN (Italia) ⁽⁴⁾	52,1	49,8
99,9	97,7	Certificati verdi	99,9	97,7
55,1	45,2	Prezzo EE zona Centro-Sud	50,5	44,2
54,4	45,1	Prezzo EE zona Sud	49,6	43,7
61,9	95,2	Prezzo EE Sicilia	57,9	80,4
55,1	52,5	Prezzo EE Sardegna	50,5	50,1
153,2	143,7	Valore unitario medio di cessione energia ERG in Italia ⁽⁵⁾	147,8	143,6
96,1	96,7	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁶⁾	96,1	95,9
90,8	91,0	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁶⁾	91,3	91,0
95,0	96,7	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁶⁾	96,3	96,7
35,1	n.a.	Prezzo EE Polonia	35,1	n.a.
26,5	n.a.	Prezzo CO Polonia	26,5	n.a.
29,7	29,2	Prezzo EE Romania ⁽⁷⁾	31,1	28,3
29,6	28,5	Prezzo "certificati verdi" Romania ⁽⁸⁾	29,6	30,5

⁽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 San 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 nel 2015 (a fini comparativi, in assenza di analoghi contratti bilaterali, è riportato il prezzo di mercato)

⁽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 del 2015** la produzione elettrica nazionale (netta) è stata coperta per il 33% da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 40% del medesimo periodo del 2014; tale produzione da fonti rinnovabili deriva per il 17% dall'idroelettrico, per l'11% dal fotovoltaico, per il 4% dall'eolico e per il restante 2% da fonte geotermica; rispetto all'anno precedente hanno registrato un netto decremento sia la produzione idroelettrica (-23%) che eolica (-16%), mentre risulta in forte crescita il fotovoltaico (+13%).

Nei **primi nove mesi** la produzione elettrica nazionale (netta) è stata coperta per il 35% da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 40% del medesimo periodo del 2014 a seguito principalmente della minore idraulicità registrata; tale produzione da fonti rinnovabili deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 10% dal fotovoltaico, per il 6% dall'eolico e per il restante 2% da fonte geotermica; rispetto all'anno precedente risultano in crescita il fotovoltaico (+10%) e l'eolico (+3%), mentre la produzione idroelettrica ha registrato un netto decremento (-23%).

Scenario tariffario

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012⁵, la prosecuzione del sistema dei "certificati verdi" fino al 2015 e la successiva conversione, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium calcolata con analoga formula ed erogata secondo tempistiche ancora da definire. Per quanto riguarda le tempistiche di ritiro da parte del GSE dei "certificati verdi", per le produzioni del primo trimestre 2015 il ritiro avverrà entro il 30 settembre 2015 con pagamento entro il 31 ottobre, mentre per il secondo trimestre 2015 il ritiro sarà entro il 31 dicembre 2015 con pagamento entro il 31 gennaio 2016. Il prezzo di ritiro dei "certificati verdi" è pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica⁶. Per i "certificati verdi" del primo e del secondo trimestre 2015 verrà utilizzato a titolo di acconto il prezzo di 96,00 Euro/CV, salvo successivo conguaglio in funzione del prezzo di cessione dell'energia elettrica consuntivo 2015. 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 ribasso⁷. La prima 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 MW⁸. 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). Ad oggi non è ancora stato definito il quadro per l'accesso a nuovi incentivi. A partire dal 2013, inoltre, 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.

⁵ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

⁶ 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

⁷ Base di prezzo di 127 Euro/MWh.

⁸ 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.

- **Oneri di Dispacciamento**

Quanto alla revisione dei corrispettivi di sbilanciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936 del 9/06/2014, sono stati parzialmente annullati per quanto riguarda gli anni 2013 e 2014⁹. Terna ha provveduto agli eventuali conguagli entro il 31 dicembre 2014.

A valle del DCO 302/2014, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico ha emesso la Delibera 522/2014/R/EEL, che reintroduce dal 2015 i corrispettivi di sbilanciamento eliminando del tutto le franchigie previste dall'annullata Delibera 281/12/R/EEL e prevedendo nuovi meccanismi di calcolo differenziati per tecnologia. La stessa delibera ha stabilito per il pregresso, in particolare per il periodo gennaio 2013 – dicembre 2014, per effetto dell'annullamento della delibera 281/2012 da parte del Consiglio di Stato, il ripristino della disciplina antecedente alla delibera annullata (ovvero il ripristino dell'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, della Delibera 111/06 nella versione precedente alla delibera 281/2012). Pertanto, il GSE ha provveduto a trasferire a tutti gli impianti eolici che si trovavano in RID nel corso del 2013: (i) i corrispettivi di sbilanciamento ascrivibili agli sbilanciamenti riconducibili alle attività sul Mercato Infragiornaliero (MI) svolte dal GSE nel periodo 01/01/2013-08/02/2013 (dal momento che il GSE ha operato limitatamente in tale periodo); (ii) il controvalore di partecipazione al MI, che rappresenta la differenza tra i prezzi zonali orari MGP e MI per il volume di energia movimentata dal GSE in MI. Nel mese di aprile l'Autorità ha pubblicato un documento di consultazione (DCO 163/2015) su una possibile revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento nell'ambito dell'erogazione dei servizi di dispacciamento. Ad oggi il meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento non è ancora stato modificato.

- **Decreto Spalma-Incentivi**

Si segnala che nel mese di ottobre 2014 è stato approvato il Decreto attuativo "spalma-incentivi" (in attuazione della legge "Destinazione Italia" n. 9 del 21 febbraio 2014), rivolto ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, diverse dal fotovoltaico, titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di "certificati verdi", tariffe omnicomprensive, ovvero tariffe premio. L'adesione è su base volontaria e prevede, a fronte di una riduzione dell'incentivo, un'estensione del periodo incentivante di ulteriori sette anni. Per gli impianti che non aderiscono alla modulazione viene preclusa la possibilità di godere di incentivi in caso di intervento di qualunque tipo per un periodo di 10 anni dal termine del periodo di incentivazione. L'opzione poteva essere esercitata entro 90 giorni dalla pubblicazione del decreto in Gazzetta ufficiale. Si segnala al riguardo che ERG, in mancanza di un chiaro quadro normativo circa il livello e le modalità di accesso a nuovi incentivi, ha deciso di non optare per l'estensione del periodo di incentivazione.

⁹ Anni per i quali continua ad essere in vigore la Delibera 111/2006.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base al nuovo EEG¹⁰ 2014 (che conferma la volontà di crescita per il futuro), la tariffa per i nuovi impianti eolici on-shore è pari a 89 Euro/MWh per 20 anni (costante)¹¹. Tale valore si riduce dello 0,4% per ogni trimestre successivo al 1° gennaio 2016. Gli impianti esistenti, hanno inoltre la possibilità di scegliere un sistema di incentivazione alternativo, del tipo feed-in premium (obbligatorio per i nuovi impianti). Scegliendo questa opzione, l'energia elettrica viene venduta direttamente sul mercato e l'Operatore riceve, su base mensile, un premio pari alla differenza fra il valore base della feed-in tariff ed il prezzo medio mensile di mercato dell'energia elettrica, al quale viene aggiunto un "management premium" (pari a 4,5 Euro/MWh per il 2014), decrescente nel corso degli anni, che rappresenta un'approssimazione degli oneri legati alla gestione della vendita dell'energia elettrica sul mercato. La versione del 2009 della stessa legge aveva introdotto un System Service Bonus, pari a 7 Euro/MWh per gli interventi effettuati entro il 2010, riconosciuto nel caso in cui siano effettuati interventi tecnologici sull'impianto (per migliorarne le prestazioni relative alla regolazione della tensione e della frequenza), per i primi 5 anni dall'effettuazione dell'intervento.

La tariffa per i parchi di ERG Wind varia fra gli 87 e gli 89 Euro/MWh (costanti in termini nominali per 20 anni). I parchi di Sallgast e Brunsbuttel nel corso del 2014 sono passati al sistema direct market, mentre i restanti 3 parchi hanno continuato ad usufruire del sistema a tariffa fissa. Tutti i parchi tedeschi di ERG Wind (ad eccezione del parco di Gembeck, 4 WTG) usufruiscono ad oggi di tale bonus (SDL) di 7 Euro/MWh.

Per i nuovi impianti realizzati a partire dal 2017 è previsto un incentivo del tipo feed-in premium (attraverso contratti per differenza – CfD), aggiudicati tramite aste competitive al ribasso.

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 industriali¹². 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 riferimento al ricorso al Consiglio di Stato, che ha a sua volta investito la Corte di Giustizia europea, 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

¹⁰ Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili.

¹¹ 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 l'incentivo si riduce a scalare all'aumentare della produzione.

¹² Gli indici considerati sono l'ICHTrevTS ("indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques") ed il FMOABE0000 ("indice de prix de production de l'industrie française pour l'ensemble de l'industrie").

notifica alla Commissione europea prima della sua implementazione), ma è stato emesso un nuovo 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.

Legge per la transizione energetica

Quanto agli orientamenti per il futuro, la Legge per la transizione energetica è stata promulgata il 17 agosto 2015. La legge definisce gli obiettivi per la transizione energetica e, tra i punti qualificanti, prevede l'impegno a ridurre del 40% le emissioni di gas serra nel 2030 rispetto al 1990, la riduzione del 30% dei consumi di fonti fossili nel 2030 rispetto al 2012, l'aumento della quota di energia rinnovabile sui consumi finali al 32% nel 2030 (al 40% per quanto riguarda la produzione di energia elettrica), la riduzione dei consumi finali del 50% rispetto al 2012, la riduzione della quota nucleare sulla produzione elettrica al 50% nel 2025 (rispetto all'attuale 75% circa).

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. In particolare, nel caso di Tcherga, in quanto parco esistente alla data del 3 maggio 2011, l'incentivo è riconosciuto per i primi 15 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 188,29 BGN/MWh (circa 96,3 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 172,95 BGN/MWh (circa 88,4 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo. Nel caso di Hrabrovo, in quanto impianto entrato in esercizio successivamente a tale data ed entro giugno, l'incentivo è riconosciuto per i primi 12 anni di esercizio ed il valore della tariffa è pari a 191 BGN/MWh (circa 97,7 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 173,1 BGN/MWh (circa 88,5 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo.

In riferimento a tali tariffe inizialmente previste, nel mese di luglio 2015 sono state tuttavia introdotte delle soglie di funzionamento annue al di sopra delle quali la produzione viene acquistata a prezzo di sbilanciamento (significativamente inferiore e nel periodo pari a circa 15 Euro/MWh), anziché a FIT.

- **Accesso alle reti di trasmissione e distribuzione**

Nel mese di settembre 2012 è stato introdotto dalla locale Autorità regolatoria, per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010, un onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. Il valore, basato su un'analisi dettagliata dei reali costi di gestione delle reti, applicabile a partire dal 13 marzo 2014 era pari a circa 1,3 Euro/MWh fino a luglio 2015 ed è stato poi aumentato a circa 3,7 Euro/MWh. È stata inoltre introdotta a partire da luglio 2015 una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

- **Trading di elettricità**

L'Autorità regolatoria bulgara ha inoltre emendato le regole relative al trading di elettricità (emendamenti pubblicati in Gazzetta Ufficiale in data 9 maggio 2014), introducendo, a partire dal mese di giugno 2014, la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili.

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.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio calcolati sul valore minimo tra l'energia prevista giornalmente e quella effettiva. 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) ed un floor (27 Euro/MWh in moneta 2010), definiti in Euro, ed indicizzati all'inflazione su base annua. I "certificati verdi" hanno validità annua. 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 2014¹³. La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione ed 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 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 2014 dal 15% previsto dalla precedente normativa all'11,9%. In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

La legge è stata approvata dalla Commissione Europea – DG Competition nel mese di maggio.

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.

Relativamente ai parchi detenuti da LUKERG Renew in Romania, si segnala che il parco di Gebeleisis (70 MW, 35 MW quota ERG) 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, mentre il parco di Topolog (84 MW a regime, 42 MW quota ERG), entrato in esercizio commerciale nel 2014, è sottoposto al regime di "overcompensation" che prevede il riconoscimento di 1,5 "certificati verdi" fino al 2017, e successivamente di 0,75 "certificati verdi" per MWh prodotto.

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.

¹³ 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".

Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti in esercizio entro la fine del 2015 è basato su Certificati d'Origine (CO) per i primi 15 anni di attività. Sono previste quote d'obbligo annue e la nuova legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, firmata lo scorso 11 maggio dal Presidente polacco, ha introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 verrà ridotta l'incentivazione degli impianti a co-combustione e azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. La quota d'obbligo annua è pari al 14% e 15% per il 2015 e 2016 rispettivamente (come legge precedente), mentre a partire dal 2017 tale valore verrà aumentato al 20%, con possibilità per il Ministero di revisione al ribasso su base annua. La cosiddetta Substitution Fee, alternativa all'acquisto di Certificati d'Origine per i soggetti obbligati, che costituisce di fatto un cap al prezzo dei CO, è stata fissata pari a 300,03 PLN/MWh e resterà costante in termini nominali per i prossimi anni. La nuova legge introduce anche un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione degli incentivi sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è opzionale per gli impianti che hanno avuto accesso ai CO (per il residuo periodo di diritto all'incentivazione), mentre è obbligatorio per gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2016.

Sintesi dei risultati a valori correnti adjusted del periodo

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del settore Rinnovabili i risultati del business sono esposti a valori correnti adjusted che tengono conto della quota di spettanza ERG (50%) dei risultati consolidati della joint venture LUKERG Renew.

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
		Risultati economici		
71	73	Ricavi della gestione caratteristica	270	262
45	52	Margine operativo lordo a valori correnti⁽¹⁾	202	201
(33)	(32)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(99)	(97)
12	19	Risultato operativo netto a valori correnti⁽¹⁾	103	104
15	16	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	62	29
		Principali dati finanziari⁽²⁾		
1.739	1.774	Capitale investito netto	1.739	1.774
685	646	Patrimonio netto	685	646
1.054	1.128	Indebitamento finanziario netto totale	1.054	1.128
1.039	1.148	di cui Project Financing non recourse ⁽³⁾	1.039	1.148
64%	71%	EBITDA Margin %⁽⁴⁾	75%	77%

⁽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 (senza la quota di pertinenza di LUKERG Renew)

⁽³⁾ al lordo delle disponibilità liquide

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

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

3° trimestre		Margine operativo lordo a valori correnti	Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
36	47	Italia	174	178
2	1	Germania	8	8
3	1	Francia	8	6
1	1	Bulgaria (50%)	4	3
1	2	Romania (50%)	7	7
1	-	Polonia	1	-
9	5	Estero	28	23
45	52	Totale	202	201

I ricavi consolidati registrati nel **terzo trimestre del 2015** risultano circa in linea rispetto a quelli del terzo trimestre 2014, con l'impatto delle minori produzioni in Italia nonostante i maggiori ricavi medi, quasi interamente compensato nel trimestre sia dagli effetti positivi dei nuovi parchi eolici in Francia (63 MW) ed in Polonia (42 MW), che dai maggiori ricavi unitari in Italia.

Per quanto riguarda l'incremento dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 53,3 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 46,0 Euro/MWh registrato nell'analogo periodo del 2014, ed inferiore al prezzo unico nazionale (56,7 Euro/MWh) a seguito della specifica ripartizione geografica degli impianti ERG, concentrati nel Sud Italia e nel periodo in Sicilia i prezzi dell'energia elettrica sono stati inferiori al 2014 di circa 28 Euro/MWh a seguito della disciplina sulle Unità Essenziali. L'incremento dei prezzi di vendita è dovuto all'incremento dei prezzi dell'energia riscontrato nel terzo trimestre 2015, oltre che all'incremento del valore stimato dei "certificati verdi", pari a 99,9 Euro/MW, in aumento rispetto al valore di 97,7 Euro/MWh stimato nel terzo trimestre del 2014. Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei "certificati verdi", è stato pari a 153,2 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 143,7 Euro/MWh del 2014. Il ricavo medio unitario dei parchi esteri nel terzo trimestre del 2015 è stato pari a circa 84,2 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 88,1 Euro/MWh registrato nell'esercizio precedente, a causa principalmente della diversa ripartizione della produzione tra i vari paesi. Il margine operativo lordo a valori correnti adjusted del terzo trimestre 2015 è pari complessivamente a 45 milioni, in diminuzione rispetto ai 52 milioni dell'esercizio precedente. Più in dettaglio, la variazione è riconducibile ai peggiori risultati registrati dai parchi eolici italiani, che nonostante i maggiori ricavi unitari hanno risentito delle minori produzioni dovute a condizioni anemologiche particolarmente sfavorevoli nel trimestre mentre i parchi esteri hanno contribuito con un risultato significativamente superiore all'analogo periodo del 2014, grazie principalmente all'apporto dei nuovi parchi in Francia e Polonia.

L'EBITDA margin nel terzo trimestre è risultato complessivamente pari al 64%, in contrazione rispetto al valore del 71% registrato nel terzo trimestre del 2014. Tale indicatore di marginalità ha risentito negativamente delle peggiori condizioni anemologiche in Italia, inoltre risente dell'aumento delle produzioni all'estero, con prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori a quelle che si registrano in Italia.

In riferimento alla Polonia si precisa che attualmente il mercato dei Certificati d'Origine è caratterizzato da una situazione di eccesso di offerta con una conseguente diminuzione dei prezzi.

I ricavi consolidati registrati nei **primi nove mesi del 2015** risultano superiori a quelli dell'analogo periodo del 2014, principalmente a seguito delle produzioni dei nuovi parchi eolici in Francia (63 MW) ed in Polonia (42 MW), oltre che per i maggiori ricavi unitari in Italia che comprendono le minori produzioni in Italia. Per quanto riguarda l'incremento dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 47,9 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto al valore di 45,9 Euro/MWh registrato nell'analogo periodo del 2014, ed inferiore al prezzo unico nazionale (52,1 Euro/MWh) a seguito della specifica ripartizione geografica degli impianti ERG, concentrati nel Sud Italia. L'incremento dei prezzi di vendita è anche dovuto all'incremento del valore stimato dei "certificati verdi", pari a 99,9 Euro/MW, in aumento rispetto al valore di 97,7 Euro/MWh stimato nei primi nove mesi del 2014. Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei "certificati verdi", è stato pari a 147,8 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 143,6 Euro/MWh del 2014. Il ricavo medio unitario dei parchi esteri, nei primi nove mesi del 2015, è stato pari a circa 87,6 Euro/MWh, in linea con il valore di 87,5 Euro/MWh registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il margine operativo lordo a valori correnti adjusted dei primi nove mesi del 2015 è pari complessivamente a 202 milioni, in linea con i valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente. Più in dettaglio, la diminuzione dei risultati registrati dai parchi eolici italiani, a seguito delle minori produzioni e della presenza nel 2014 di rettifiche positive relative agli oneri di sbilanciamento pregressi, è stata compensata dal maggior risultato dei parchi esteri rispetto ai primi nove mesi del 2014, principalmente grazie al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia e Polonia. L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 75%, in lieve contrazione rispetto al 77% registrato nell'analogo periodo del 2014. Si ricorda che tale indicatore di marginalità nel 2014 risentiva positivamente degli effetti della sentenza del Consiglio di Stato sugli oneri di sbilanciamento, mentre nel 2015, pur attestandosi su un valore assoluto elevato, risente anche dell'aumento delle produzioni all'estero, con prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori a quelle che si registrano in Italia.

Anno 2014	Potenza installata (MW)	Primi 9 mesi	
		2015	2014
1.087	Italia	1.087	1.087
	di cui		
239	Campania	239	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
254	Eestero	360	254
	di cui		
86	Germania	86	86
64	Francia	128	64
n.a.	Polonia	42	n.a.
27	Bulgaria (50%)	27	27
77	Romania (50%)	77	77
1.341	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.446	1.341

⁽¹⁾ potenza impianti in esercizio a fine periodo

La potenza in esercizio al 30 settembre è pari a 1.446 MW, in aumento di 105 MW rispetto al dato sia al 31 dicembre 2014 che al 30 settembre 2014, a seguito dell'acquisto di sei parchi eolici per ulteriori 63 MW in Francia e dell'aumento di 42 MW in Polonia dovuto al completamento del parco eolico di Radziejov, che forniscono il loro contributo in termini di produzioni e risultati economici a partire dal terzo trimestre del 2015.

3° trimestre		Produzioni (GWh)	Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
361	443	Italia	1.542	1.570
		di cui		
86	98	Campania	340	344
44	68	Calabria	183	206
102	117	Puglia	388	384
30	34	Molise	126	122
29	39	Basilicata	135	130
35	48	Sicilia	222	234
34	38	Sardegna	147	149
-	-	Altre	-	-
167	99	Estero	469	379
		di cui		
29	25	Germania	111	102
57	18	Francia	128	90
25	n.a.	Polonia	26	n.a.
14	14	Bulgaria (50%)	58	45
42	43	Romania (50%)	146	141
528	542	Produzioni complessive parchi	2.011	1.948

Nel **terzo trimestre del 2015** la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 528 GWh, in lieve diminuzione rispetto al terzo trimestre 2014 (542 GWh), a causa del calo del 19% delle produzioni in Italia (da 443 GWh a 361 GWh), solo in parte compensato dall'incremento del 68% delle produzioni all'estero (da 99 GWh a 167 GWh).

La diminuzione in Italia è legata a condizioni anemologiche inferiori a quelle del terzo trimestre del 2014, oltre che significativamente inferiori alla media storica, in particolare nei mesi di luglio e agosto; è stata registrata una minore ventosità in tutte le Regioni, in particolare in Calabria, Sicilia e Basilicata.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 70 GWh è attribuibile principalmente alla crescita delle produzioni in Francia, in Polonia ed in misura minore in Germania; sostanzialmente stabili le produzioni in Bulgaria e Romania.

Nei **primi nove mesi del 2015** la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 2.011 GWh, in crescita rispetto al 2014 (1.948 GWh), con una produzione in diminuzione circa del 2% in Italia (da 1.570 GWh a 1.542 GWh) ed in crescita del 24% all'estero (da 379 GWh a 469 GWh).

La lieve diminuzione delle produzioni in Italia è legata a condizioni anemologiche complessivamente inferiori a quelle dei primi nove mesi del 2014, in particolare in Calabria, Sicilia e Campania.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 90 GWh è attribuibile alla crescita delle produzioni in tutti i paesi, in particolare in Francia, Polonia e Bulgaria.

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'intero 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.

3° trimestre		Load factor %	Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
15%	18%	Italia	22%	22%
		di cui		
16%	19%	Campania	22%	22%
17%	26%	Calabria	23%	26%
19%	21%	Puglia	24%	24%
17%	20%	Molise	24%	24%
15%	20%	Basilicata	23%	22%
8%	11%	Sicilia	17%	18%
14%	16%	Sardegna	20%	20%
n.a.	n.a.	Altre	n.a.	n.a.
21%	18%	Eestero	25%	23%
		di cui		
15%	13%	Germania	20%	18%
20%	13%	Francia	24%	21%
27%	n.a.	Polonia	28%	n.a.
23%	23%	Bulgaria (50%)	33%	26%
25%	25%	Romania (50%)	29%	28%
17%	18%	Load factor ⁽¹⁾	22%	22%

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

Il load factor del **terzo trimestre 2015**, pari al 17%, è risultato lievemente inferiore a quello del 2014, a seguito delle peggiori condizioni anemologiche riscontrate in Italia, con un load factor in diminuzione dal 18% al 15%, mentre all'estero il load factor è passato dal 18% al 21% grazie in particolare agli ottimi risultati riscontrati in Polonia ed in Francia.

Nei **primi nove mesi del 2015** il load factor complessivo, pari al 22%, è risultato lievemente superiore a quello del 2014, a seguito di un load factor stabile al 22% in Italia ed in aumento dal 23% al 25% all'estero, grazie in particolare agli ottimi risultati riscontrati in tutti i paesi ed in particolare in Polonia e Bulgaria.

LUKERG Renew

ERG Renew è presente in Bulgaria e Romania tramite LUKERG Renew, joint venture tra ERG Renew e LUKOIL-Ecoenergo nata nel 2011 per operare in modo congiunto nel mercato delle rinnovabili in Romania, in Bulgaria, in Ucraina e in Russia. Negli ultimi tre anni LUKERG Renew ha investito circa 300 milioni realizzando 208 MW di cui:

- 54 MW in Bulgaria: Tcherga (40 MW) e Hrabrovo (14 MW);
- 154 MW in Romania: Gebeleisis (70 MW) e Topolog (84 MW).

Per quanto riguarda la Bulgaria, il parco eolico di Tcherga (40 MW) è pienamente operativo da Dicembre 2009 e si trova nella regione di Dobrich; il parco eolico di Hrabrovo (14 MW) si trova nella regione di Dobrich ed è pienamente operativo da marzo 2012. In Romania, il parco eolico di Gebeleisis (70 MW) si trova nella regione di Galati è pienamente operativo da febbraio 2013 ed il parco eolico di Topolog (84 MW) si trova nella regione di Tulcea, la costruzione è terminata a fine 2013 ed è pienamente operativo da dicembre 2013. Con tali acquisizioni e con la messa in esercizio di Topolog, LUKERG Renew ha così raggiunto una potenza installata di oltre 200 MW, diventando uno dei principali player in entrambi i mercati in cui opera. Si segnala che in data 25 giugno 2015 i due azionisti, al termine di un triennio di forte crescita, hanno comunicato la decisione di sciogliere la joint venture con conseguente suddivisione degli asset della stessa. In base all'accordo, il cui closing è previsto entro fine anno, a LUKOIL andrà il solo parco di Topolog (84 MW) mentre ad ERG Renew andranno i rimanenti parchi per un totale di 124 MW (incrementando così la potenza installata di 20 MW rispetto alla attuale quota di competenza pari a 104 MW), così ripartito:

- 54 MW in Bulgaria: Tcherga (40 MW) e Hrabrovo (14 MW);
- 70 MW in Romania: Gebeleisis (70 MW).

I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% del Bilancio Consolidato della joint venture.

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
4	6	Margine operativo lordo a valori correnti	20	20
(4)	(4)	Ammortamenti e svalutazioni	(12)	(12)
-	2	Risultato operativo netto a valori correnti	9	8
-	(1)	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	-	4
Potenza installata:				
54	54	Bulgaria	54	54
154	154	Romania	154	154

Il margine operativo lordo del **terzo trimestre del 2015** è stato pari a circa 4 milioni, in calo rispetto ai valori registrati nel 2014 (6 milioni) principalmente a seguito di minori prezzi dell'energia in Romania. A tale riguardo si ricorda che a seguito delle già commentate modifiche normative (negative per l'eolico), in particolare in relazione all'abbassamento delle quote d'obbligo, il mercato dei "certificati verdi" è in una situazione di eccesso di offerta con conseguente diminuzione dei prezzi al floor.

Il margine operativo lordo dei **primi nove mesi del 2015** è stato pari a circa 20 milioni, in linea con i valori registrati nel 2014 (20 milioni); i minori prezzi di vendita registrati in Romania sono compensati dalle maggiori produzioni del primo semestre in Bulgaria.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di LUKERG Renew al 30 settembre 2015 risulta pari a 272 milioni, in diminuzione rispetto ai 277 milioni al 31 dicembre 2014. La quota a medio lungo termine ammonta a 265 milioni di cui circa 143 relativi a project finance e 122 a finanziamenti verso i soci.

Power

Mercato di riferimento

3° trimestre		Mercato elettrico Italia (GWh) ⁽¹⁾	Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
83.341	78.139	Domanda	237.392	233.031
362	354	Consumo pompaggi	1.306	1.800
9.960	8.544	Import/Export	32.899	30.798
73.743	69.949	Produzione interna ⁽²⁾	205.799	204.033
		di cui		
49.086	41.997	Termoelettrica	133.115	122.714
24.657	27.952	Rinnovabile	72.684	81.319
		Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
56,7	50,4	PUN ⁽³⁾	52,1	49,8

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

⁽²⁾ produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

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

La domanda di energia elettrica¹⁴ del sistema elettrico nazionale nel **terzo trimestre** 2015 è stata pari a 83,3 TWh, in aumento (+6,7%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2014. Tale variazione risente del forte incremento della domanda di energia in particolare nel mese di luglio che ha registrato nuovi valori record del fabbisogno nazionale. Per quanto riguarda la Sicilia, zona di mercato di riferimento per il settore Power del Gruppo ERG, l'incremento della domanda rispetto al terzo trimestre del 2014 è risultato pari al 3,4%.

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 73,7 TWh, in aumento del 5,4% rispetto all'anno precedente, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 10,0 TWh (+16,6% rispetto al 2014). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 67% da centrali termoelettriche e per il restante 33% da fonti rinnovabili. Rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente si evidenzia un incremento delle produzioni da fonte termoelettrica (+17%) ed un minor contributo delle fonti rinnovabili (-12%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione idroelettrica (-23%) ed eolica (-16%), compensato in parte principalmente dal fotovoltaico (+13%).

Il valore medio del PUN nel terzo trimestre del 2015 si è attestato a 56,7 Euro/MWh, in aumento del 12,4% rispetto al valore rilevato nell'analogo periodo del 2014 (50,4 Euro/MWh).

La domanda di energia elettrica¹⁵ del sistema elettrico nazionale nei **primi nove mesi** del 2015 è stata pari a 237,4 TWh, in crescita (+1,9%) rispetto ai valori registrati nei primi nove mesi del 2014. Per quanto riguarda la Sicilia nei primi nove mesi del 2015 si è registrato un fabbisogno di circa 15,0 TWh, in lieve contrazione (-0,4%) rispetto allo stesso periodo del 2014 a seguito del sopra commentato incremento riscontrato nel terzo trimestre 2015.

¹⁴ Include le perdite rete e al netto dell'energia elettrica destinata ai pompaggi.

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 205,8 TWh, in aumento dello 0,9% rispetto all'anno precedente, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 32,9 TWh (+6,8% rispetto al 2014). 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 un incremento delle produzioni da fonte termoelettrica (+8%) ed un minor contributo delle fonti rinnovabili (-11%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione idroelettrica (-23%), compensato parzialmente dagli incrementi delle altre fonti, in particolare fotovoltaico (+9%), eolico (+3%) e geotermico (+4%). Il valore medio del PUN nei primi nove mesi del 2015 si è attestato a 52,1 Euro/MWh, in aumento del 4,6% rispetto al valore rilevato nell'analogo periodo del 2014 (49,8 Euro/MWh).

Evoluzione del quadro normativo di riferimento: l'emendamento Muchetti

L'articolo 23, comma 3bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 stabilisce 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.

Nel mese di ottobre 2014 l'Autorità ha altresì pubblicato la Deliberazione 500/2014/R/EEL che, pur riguardando le unità essenziali in regime ordinario, chiarisce ed aggiorna alcuni parametri del Costo Variabile Riconosciuto che hanno effetto anche sulle unità essenziali ex D.L. 91/2014.

Infine, con la Deliberazione 667/2014/R/EEL, l'AEEGSI ha approvato alcuni parametri rilevanti per il calcolo dei Costi di Generazione Riconosciuti delle unità essenziali ex D.L. 91/2014.

Il quadro regolatorio su descritto ha avuto un impatto significativo su ERG Power ed 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 ed il PUN con una marcata contrazione nel primo semestre del 2015 rispetto ai valori registrati nello stesso periodo del 2014. Occorre sottolineare, tuttavia, che l'abbattimento dei ricavi nei mercati a pronti (MGP, MI ed 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.

Il termine di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014, ossia l'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente, attualmente previsto essere entro il primo semestre dell'anno 2016, dalle note pubblicate da Terna S.p.A. ai sensi del comma 4.7 della delibera AEEGSI n. 521/2014/R/eel.

Si segnala inoltre che, in applicazione della delibera 521/2014 AEEGSI, è stato richiesto l'acconto relativo al primo semestre 2015 del corrispettivo di reintegro dei costi di generazione di spettanza di ERG Power.

L'incasso del predetto acconto è atteso ragionevolmente entro la fine dell'anno 2015.

Sintesi dei principali risultati del periodo

Si ricorda, come già precedentemente commentato, che i risultati di seguito esposti sono confrontati con dati 2014 proforma a parità di perimetro, vale a dire senza riflettere il contributo dell'impianto IGCC ceduto il 30 giugno 2014.

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma	(milioni di Euro)	2015	2014 proforma
144	187	Ricavi della gestione caratteristica	447	532
27	33	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	78	80
(7)	(7)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(22)	(22)
19	26	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	56	59
2	3	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5	9
18%	18%	EBITDA Margin %	18%	15%

⁽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

Fonti e impieghi di energia elettrica ⁽¹⁾

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma	Fonti di energia elettrica (GWh)	2015	2014 proforma
724	736	ERG Power Generation – Produzione	1.935	1.921
1.197	941	ERG Power Generation – Acquisti	3.494	2.695
1.921	1.677	Totale	5.428	4.616

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma	Impieghi di energia elettrica (GWh)	2015	2014 proforma
146	135	EE venduta a clienti sito Priolo	399	405
508	508	EE venduta a IREN	1.507	1.507
1.268	1.034	EE venduta Wholesale	3.523	2.704
1.921	1.677	Totale	5.428	4.616

⁽¹⁾ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni dell'impianto CCGT e gli acquisti effettuati sul mercato all'ingrosso.

Gli impieghi includono le vendite effettuate sul mercato tramite contratti bilaterali fisici, 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 termoelettrica ed eolica in linea con le policy di Gruppo. Sono invece escluse nei dati sopra indicati le vendite dell'energia eolica acquistata dalle controllate del settore rinnovabili

ERG business unit Power ed ERG Power

Nel corso del **terzo trimestre** del 2015 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è risultata pari a 724 GWh, in lieve diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2014 (736 GWh).

La fornitura netta¹⁵ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è stata pari a circa 211 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 182 migliaia di tonnellate nel terzo trimestre del 2014; considerando anche il vapore somministrato ai Clienti captive, circa un terzo della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo. Il margine operativo lordo del terzo trimestre del 2015 è risultato pari a 27 milioni, in diminuzione di circa 6 milioni rispetto a quello registrato nello stesso periodo del 2014.

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2015 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è risultata pari a 1.935 GWh, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2014 (1.921 GWh).

La fornitura netta¹⁵ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è stata pari a circa 599 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 629 migliaia di tonnellate nello stesso periodo del 2014; considerando anche il vapore somministrato ai Clienti captive, circa un terzo della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo.

Il margine operativo lordo dei primi nove mesi del 2015 è risultato pari a 78 milioni, in diminuzione di circa 2 milioni rispetto a quello registrato nello stesso periodo del 2014.

Come riportato nella sezione relativa all'evoluzione del quadro normativo di riferimento, la contrazione dei prezzi sul mercato a pronti nella zona Sicilia in esito all'applicazione del D.L. n. 91/2014, ha comportato una riduzione dei margini sui mercati dell'energia (MGP e MI) e sui servizi di dispacciamento (MSD), mitigata 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.

Il mantenimento di risultati positivi, pur se in riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, è ascrivibile anche al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Nei primi nove mesi del 2015, infatti, l'impianto ha continuato a beneficiare di elevata affidabilità ed efficienza, perseguite attraverso interventi mirati di investimento nonché la prima manutenzione generale programmata effettuata tra marzo ed aprile su uno dei due moduli 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.

L'incremento dei volumi acquistati da ERG Power Generation si riferisce principalmente ad operazioni OTC realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo dell'attività di vendita all'ingrosso anche attraverso contratti a termine.

¹⁵ 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.

Investimenti

Nel **terzo trimestre** 2015 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 17 milioni (21 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma) di cui 15 milioni relativi ad immobilizzi materiali (15 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma) e 2 milioni ad immobilizzi immateriali (6 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma).

Si segnala inoltre che nel periodo sono stati acquistati sei parchi francesi con una capacità totale installata di 63,4 MW per un valore dell'acquisizione è di circa 72 milioni in termini di enterprise value (esposti nel rendiconto finanziario per 70 milioni come variazione dell'area di consolidamento, al netto della liquidità rilevata nella società).

Nei **primi nove mesi** del 2015 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 69 milioni (40 milioni nei primi nove mesi del 2014 proforma) di cui 66 milioni relativi ad immobilizzi materiali (31 milioni nei primi nove mesi del 2014 proforma) e 3 milioni ad immobilizzi immateriali (9 milioni nei primi nove mesi proforma).

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma	(milioni di Euro)	2015	2014 proforma
15	16	Rinnovabili ⁽¹⁾	62	29
2	3	Power	5	9
-	1	Corporate	1	2
17	21	Totale	69	40

⁽¹⁾ gli investimenti adjusted delle Rinnovabili includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew

Rinnovabili

Gli investimenti del 2015 si riferiscono principalmente al completamento della realizzazione del nuovo parco eolico di Radziejov in Polonia; il parco, costituito da 21 aerogeneratori Vestas V90 da 2MW, per una potenza installata complessiva di 42 MW, è entrato in esercizio a metà 2015 e fornisce il contributo in termini di produzioni e risultati economici a partire dal mese di luglio.

Nel terzo trimestre è proseguita la realizzazione di altri due parchi avviata nel primo semestre in Polonia: il parco di Szydlowo costituito da sette aerogeneratori Vestas V100 da 2MW, per 14 MW complessivi, ed il parco di Slupia, il cui progetto è passato in corso d'anno da 12 a 13 aerogeneratori in seguito all'estensione delle autorizzazioni, e sarà equipaggiato con macchine Vestas V90 per una potenza complessiva di 26 MW. Con la realizzazione dei due parchi, il cui avvio è previsto entro la fine del 2015, la presenza complessiva in Polonia sarà di 82 MW, tutti realizzati direttamente da ERG Renew. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Si segnala che il dato non include l'importante investimento effettuato in Francia attraverso l'acquisizione nel luglio 2015 di parchi eolici già operativi per 63,4MW, per un valore degli asset di circa 70 milioni, indicati come variazione dell'area di consolidamento.

Power

Nel 2015 in ERG Power sono proseguite 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.

TotalErg

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

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

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

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

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

Sintesi dei principali risultati di TotalErg

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014	Risultati economici (milioni di Euro)	2015	2014
61	34	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	114	58
(22)	(22)	Ammortamenti e svalutazioni	(63)	(64)
39	12	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	51	(6)
24	-	Risultato netto a valori correnti ⁽²⁾	21	(17)
14	13	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	39	43
		Principali dati finanziari (milioni di Euro)		
622	689	Capitale investito netto	622	689
267	348	Patrimonio netto	267	348
355	340	Indebitamento finanziario netto totale	355	340

⁽¹⁾ i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa -55 milioni nel terzo trimestre 2015 (-24 nel terzo trimestre 2014) e -21 milioni nei primi nove mesi del 2015 (-23 nei primi nove mesi del 2014), inoltre non includono poste non caratteristiche pari a circa -2 milioni nel terzo trimestre 2015 (0 nel terzo trimestre 2014) e -5 milioni nei primi nove mesi del 2015 (-1 nei primi nove mesi del 2014)

⁽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 2.614 impianti (di cui 1.676 sociali e 938 convenzionati), rispetto ai 2.863 al 30 settembre 2014 e ai 2.701 al 31 dicembre 2014. 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 del **terzo trimestre** 2015 è pari a circa 61 milioni, in forte miglioramento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (34 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing i risultati sono stati significativamente superiori all'analogo periodo dell'esercizio precedente, grazie alle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società, al processo di ristrutturazione della rete carburanti e all'incremento, rispetto al 2014, sia della domanda che dei margini del mercato.

Nel settore Extra Rete il risultato economico del periodo è sostanzialmente in linea, mentre nel mercato delle Specialties il risultato è in significativo aumento rispetto allo scorso anno.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati hanno beneficiato del forte recupero dei margini di raffinazione anche a seguito del sensibile calo delle quotazioni del greggio, con risultati complessivi molto superiori a quelli, pur positivi, registrati nel terzo trimestre del 2014.

Il margine operativo lordo dei **primi nove mesi** del 2015 è pari a circa 114 milioni, quasi raddoppiato rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno (58 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati, pur in presenza di uno scenario di mercato globalmente sfavorevole, contraddistinto da una domanda in lieve crescita rispetto al 2014 ma con dei margini di mercato in calo, sono stati significativamente superiori all'analogo periodo dell'esercizio precedente, grazie alle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società ed al processo di ristrutturazione della rete carburanti.

Nel settore Extra Rete il risultato economico del periodo è risultato in lieve calo, mentre nel mercato delle Specialties il risultato è in significativo aumento rispetto allo scorso anno.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati hanno beneficiato del forte recupero dei margini di raffinazione anche a seguito del sensibile calo delle quotazioni del greggio, con risultati complessivi molto superiori a quelli negativi registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Margini e lavorazioni

3° trimestre		Margini unitari di contribuzione a valori correnti ⁽¹⁾	Primi 9 mesi	
2015	2014		2015	2014
6,08	3,67	\$/barile	5,06	1,23
5,47	2,77	Euro/barile	4,54	0,91
41,5	20,7	Euro/tonnellata ⁽²⁾	34,0	6,8
419	389	Volumi lavorati ⁽³⁾ (ktons)	1.195	1.071

⁽¹⁾ i margini unitari di contribuzione a valori correnti, espressi al netto dei costi variabili di produzione (principalmente costi per utilities), non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche

⁽²⁾ fattore di conversione barile/tonnellata pari a 7,593 nel terzo trimestre 2015 (7,475 nel terzo trimestre 2014) e 7,476 nei primi nove mesi del 2015 (7,480 nei primi nove mesi del 2014)

⁽³⁾ volumi lavorati presso la Raffineria Sarpom (Trecate)

I margini unitari di contribuzione del **terzo trimestre** del 2015 sono risultati significativamente superiori a quelli registrati nel terzo trimestre del 2014, in concomitanza di uno scenario favorevole legato anche al forte calo delle quotazioni del greggio che incide anche sui minori costi variabili di produzione (utilities autoprodotte).

Le lavorazioni effettuate nel terzo trimestre del 2015 ammontano a 419 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 389 migliaia lavorate nello stesso periodo dell'anno precedente.

I margini unitari di contribuzione dei **primi nove mesi** del 2015 sono risultati decisamente superiori a quelli molto depressi registrati nei primi nove mesi del 2014, per le stesse motivazioni espresse nel trimestre.

Le lavorazioni effettuate nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 1.195 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 1.071 migliaia lavorate nello stesso periodo dell'anno precedente.

Per quanto concerne la riconversione della Raffineria di Roma, sono state completate, nel pieno rispetto dei tempi programmati, le attività previste per la trasformazione in polo logistico, in particolare quelle di adeguamento del parco serbatoi e dei terminali marittimi. Il raggiungimento della configurazione target sta consentendo di ottimizzare le operazioni di ricezione di prodotti via mare nonché lo stoccaggio e le spedizioni dei prodotti finiti. Inoltre, la maggiore flessibilità ed efficienza del polo logistico così dimensionato stanno consentendo di cogliere nuove opportunità di business, con il movimentato del terminale che nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2015 è risultato in crescita rispettivamente del 18% e del 19% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (dato "normalizzato" per neutralizzare l'effetto maltempo straordinario che si era verificato a inizio 2014).

Investimenti TotalErg

Nel **terzo trimestre** 2015 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 14 milioni, in lieve aumento rispetto all'analogo periodo del 2014 (13 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 60%) 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 2015 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 39 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2014 (43 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 65%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc), e 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.

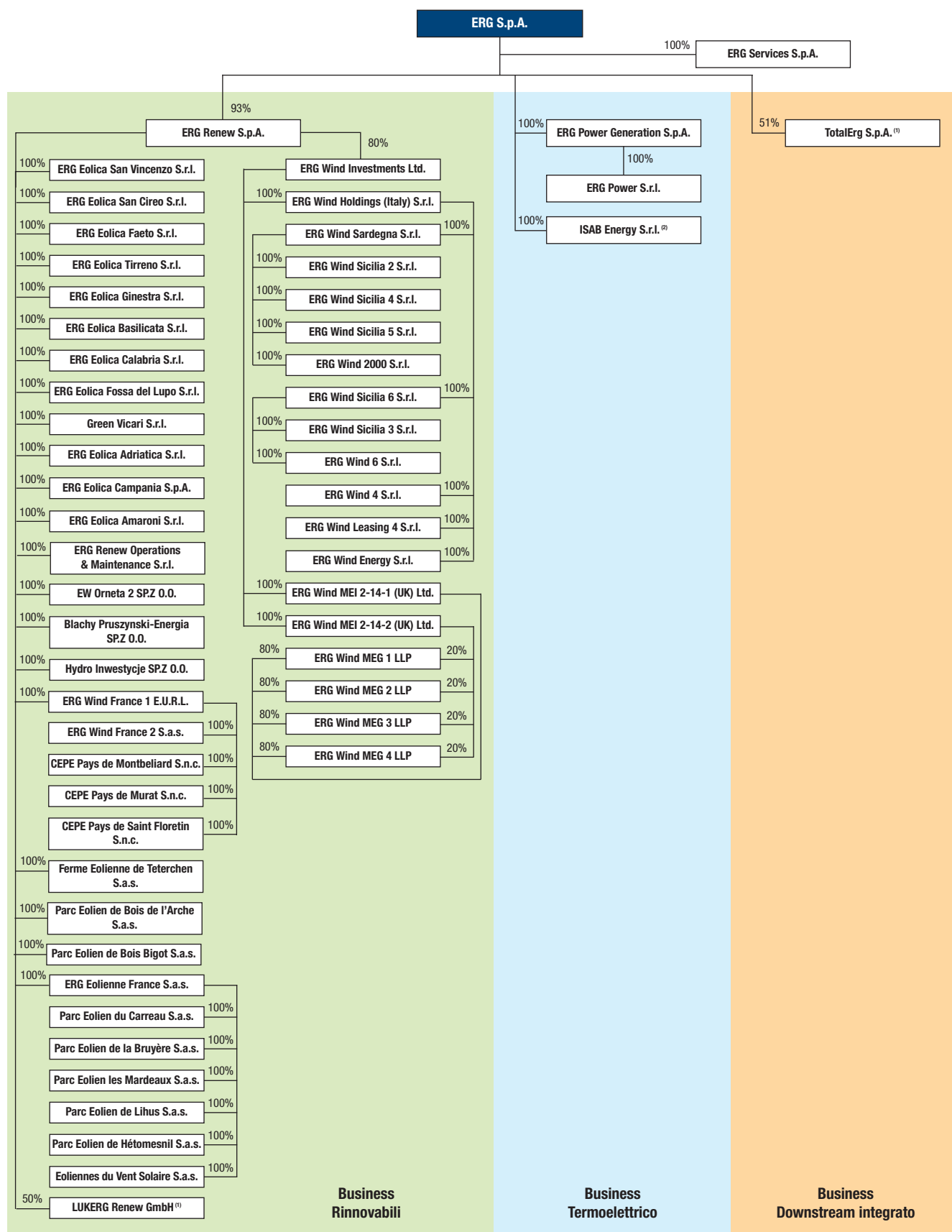
Prospetti contabili

Area di consolidamento integrale e aree di business

Nella tabella sottostante è riportata l'area di consolidamento al 30 settembre 2015.

Rispetto al 31 dicembre 2014 si segnala:

- la fusione di ISAB Energy Services S.r.l. nella controllante ERG Power Generation S.p.A. con efficacia in data 1° gennaio 2015;
- l'acquisizione delle società non ancora operative Hydro Inwestycje SP.Z. O.O. (19 febbraio 2015) e Blachy Pruszyński-Energia SP.Z O.O. (11 marzo 2015);
- la fusione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A. in data 1° luglio 2015;
- il consolidamento di otto società francesi titolari di sei parchi eolici in Francia, acquisite dal gruppo Macquarie nel mese di luglio 2015.



⁽¹⁾ società valutate col metodo del patrimonio netto

⁽²⁾ la società non è più operativa a seguito della cessione del ramo d'azienda relativo all'impianto IGCC nel 2014

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Conto Economico

Come già indicato in Premessa, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopra descritto, permettendo quindi il confronto dei valori economici a perimetro costante.

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali di seguito esposti includono le poste non ricorrenti e le variazioni di magazzino mentre non includono i risultati di LUKERG Renew il cui contributo è consolidato con il metodo del patrimonio netto.

Si rimanda al capitolo "Indicatori alternativi di performance" per l'analisi dei risultati al netto di tali imposte e inclusivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, di LUKERG Renew che meglio rappresentano l'andamento gestionale del Gruppo.

3° trimestre		Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
210,7	253,5	Ricavi della gestione caratteristica	694,8	772,4
1,1	7,0	Altri ricavi e proventi	6,9	15,4
211,8	260,5	RICAVI TOTALI	701,7	787,8
(100,7)	(128,9)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(312,4)	(380,0)
(50,8)	(49,4)	Costi per servizi e altri costi operativi	(144,7)	(158,0)
60,2	82,2	MARGINE OPERATIVO LORDO	244,6	249,8
(39,4)	(38,2)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(116,8)	(114,6)
20,8	43,9	Risultato operativo netto	127,8	135,2
(13,1)	(18,0)	Proventi (oneri) finanziari netti	(40,4)	(44,4)
(8,8)	(8,6)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	4,4	(14,4)
(1,1)	17,4	Risultato prima delle imposte	91,8	76,3
(3,5)	(9,6)	Imposte sul reddito	(22,8)	(31,5)
(4,6)	7,8	Risultato d'esercizio	69,0	44,8
0,3	(0,1)	Risultato di azionisti terzi	(3,1)	(2,9)
(4,3)	7,7	Risultato netto di Gruppo	65,9	41,9

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi nel **terzo trimestre** 2015 sono pari a 211 milioni rispetto ai 254 milioni del terzo trimestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- decremento dei ricavi dell'**Energia – Rinnovabili** legato prevalentemente alle minori produzioni del periodo nei parchi italiani;
- il decremento dei ricavi dell'**Energia – Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita.

I ricavi nei **primi nove mesi** del 2015 sono pari a 695 milioni rispetto ai 772 milioni dello stesso periodo del 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento dei ricavi dell'**Energia – Rinnovabili** legato prevalentemente all'apporto delle produzioni dei nuovi parchi eolici in Francia e Polonia;
- il decremento dei ricavi dell'**Energia – Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita.

Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente gli affitti attivi, i rimborsi assicurativi, le plusvalenze da alienazione, gli indennizzi e i recuperi di spese.

Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendo 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** del 2015 sono pari a 101 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2014 di circa 29 milioni per minori acquisti di gas.

Nei **primi nove mesi** del 2015 sono pari a 312 milioni rispetto a 380 milioni dello stesso periodo del 2014.

La voce risulta in diminuzione (-68 milioni) rispetto ai dati 2014 proforma principalmente a seguito dei minori acquisti di gas.

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 dei prodotti e dell'energia elettrica), i costi per utilities, per consulenze (ordinarie e legate a operazioni straordinarie), assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente al costo del lavoro, agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici ed all'impianto CCGT e risultano superiori rispetto a quelli dei primi nove mesi del 2014 proforma per l'impatto delle nuove acquisizioni nel business Rinnovabili.

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti nel **terzo trimestre** 2015 sono pari a 13 milioni, rispetto ai 18 milioni registrati nel terzo trimestre 2014 proforma. Il decremento è imputabile principalmente ai minori interessi passivi bancari sia a breve che a medio-lungo termine, questi ultimi a seguito della riduzione del debito per il progressivo rimborso delle rate, che hanno più che compensato i minori proventi da cash management. Il decremento dei proventi finanziari è dovuto alla riduzione dei tassi di mercato che è stata solo parzialmente compensata dall'incremento del volume medio della liquidità gestita.

Nel dettaglio la voce include principalmente proventi finanziari netti a breve termine per circa 2 milioni (2 milioni nel 2014) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 15 milioni (17 milioni nel 2014); i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi. Si evidenzia inoltre che il terzo trimestre 2014 includeva oneri derivanti da differenze cambio per circa 3 milione.

Gli oneri finanziari netti nei **primi nove mesi** del 2015 sono pari a 40 milioni, rispetto ai 44 milioni registrati nello stesso periodo del 2014 proforma. Il decremento è imputabile principalmente ai minori interessi passivi bancari sia a breve che a medio-lungo termine, questi ultimi a seguito della riduzione del debito per il progressivo rimborso delle rate, che hanno più che compensato i minori proventi da cash management. Il decremento dei proventi finanziari è dovuto alla riduzione dei tassi di mercato che è stata solo parzialmente compensata dall'incremento del volume medio della liquidità gestita.

Nel dettaglio la voce include principalmente proventi finanziari netti a breve termine per circa 24 milioni (10 milioni nel 2014) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 47 milioni (51 milioni nel 2014); i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi. Si evidenzia inoltre che nei primi nove mesi 2014 includeva oneri derivanti da differenze cambio per circa 3 milione.

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel **terzo trimestre** 2015 riflette principalmente i risultati delle joint venture TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew GmbH valutate con il metodo del patrimonio netto tali risultati includono gli utili e perdite su magazzino di TotalErg (perdite a seguito del decremento del prezzo del greggio e dei prodotti) e le poste non caratteristiche che sono isolati nel conto economico a valori correnti.

Il valore del terzo trimestre 2015 è sostanzialmente in linea rispetto al terzo trimestre 2014 a seguito dei maggiori risultati operativi registrati in tutti i canali di business nonostante maggiori perdite sul magazzino registrate da TotalErg (-12 milioni).

Nei **primi nove mesi** del 2015 sono pari a 4 milioni in forte miglioramento rispetto all'analogo periodo del 2014 (-14 milioni) grazie al miglioramento dei risultati operativi di TotalErg S.p.A.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito nel **terzo trimestre** del 2015 sono pari a 4 milioni (10 milioni nel terzo trimestre 2014 proforma).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, non risulta indicativo.

Il tax rate a valori correnti adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 20% (38% nel 2014).

Il decremento del tax rate è legato principalmente alla dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

Le imposte sul reddito nei **primi nove mesi** del 2015 sono pari a 23 milioni (32 milioni nello stesso periodo del 2014 proforma).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 25% (41% nello stesso periodo del 2014 proforma).

Il tax rate a valori correnti adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 27% (37% nel 2014).

Il decremento del tax rate è legato principalmente alla dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

Proforma dei dati economici 2014

Il confronto dei risultati dei primi nove mesi del 2015 con quelli del corrispondente periodo del 2014 risente del cambiamento del perimetro di Gruppo ed in particolare:

- della cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy ed ISAB Energy Services costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC ed al personale per la sua gestione e manutenzione, perfezionata il 30 giugno 2014;
- della cessione di ERG Oil Sicilia perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply & Trading che è stata fusa in ERG S.p.A. nel primo semestre del 2015.

Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopradescritto, permettendo quindi il confronto dei risultati a perimetro costante. In particolare si è proceduto a modificare i valori economici del 2014 escludendo il contributo di ISAB Energy ed ISAB Energy Services, ERG Oil Sicilia ed ERG Supply & Trading.

Si precisa che tali modifiche sono coerenti con le riclassifiche operate in applicazione dell'IFRS 5 sugli schemi di bilancio e relativi dettagli esposti nel Bilancio Consolidato Semestrale abbreviato.

Terzo trimestre 2014 proforma

	3° trimestre 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply &Trading	Intercompany	3° trimestre 2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica	292	(35)	(8)	–	4	254
Altri ricavi e proventi	9	–	–	(2)	–	7
Ricavi totali	301	(35)	(8)	(2)	4	260
Costi per acquisti	(127)	30	2	(36)	–	(131)
Variazioni delle rimanenze	(33)	–	–	35	–	2
Costi per servizi e altri costi operativi	(45)	3	2	4	(4)	(41)
Costi del lavoro	(12)	–	2	1	–	(9)
Margine operativo lordo	85	(2)	(2)	1	–	82
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(39)	1	–	–	–	(38)
Risultato operativo	46	(1)	(2)	1	–	44
Proventi (oneri) finanziari netti	(23)	–	(1)	5	–	(18)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(9)	–	–	–	–	(9)
Risultato della gestione ordinaria	14	(1)	(3)	7	–	17
Proventi (oneri) straordinari netti	–	–	–	–	–	–
Risultato prima delle imposte	14	(1)	(3)	7	–	17
Imposte sul reddito	(9)	–	1	(3)	–	(10)
Risultato prima degli interessi di terzi	5	(1)	(1)	4	–	8
Risultato di azionisti terzi	–	–	–	–	–	–
Risultato netto di competenza del Gruppo	5	(1)	(1)	4	–	8

9 mesi 2014 proforma

	9 mesi 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply &Trading	Intercompany	9 mesi 2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica	1.116	(98)	(293)	-	48	772
Altri ricavi e proventi	618	(1)	(596)	(8)	3	15
Ricavi totali	1.733	(99)	(889)	(8)	51	788
Costi per acquisti	(636)	85	136	44	(11)	(382)
Variazioni delle rimanenze	53	-	-	(51)	-	2
Costi per servizi e altri costi operativi	(600)	11	491	12	(40)	(125)
Costi del lavoro	(50)	1	14	2	-	(33)
Margine operativo lordo	501	(3)	(248)	(1)	-	250
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(143)	3	25	-	-	(115)
Risultato operativo	359	(1)	(222)	(1)	-	135
Proventi (oneri) finanziari netti	(51)	-	-	7	-	(44)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(14)	-	-	-	-	(14)
Risultato della gestione ordinaria	293	(1)	(223)	7	-	76
Proventi (oneri) straordinari netti	-	-	-	-	-	-
Risultato prima delle imposte	293	(1)	(223)	7	-	76
Imposte sul reddito	(147)	-	117	(2)	-	(32)
Risultato prima degli interessi di terzi	146	-	(106)	5	-	45
Risultato di azionisti terzi	(25)	-	22	-	-	(3)
Risultato netto di competenza del Gruppo	121	-	(84)	5	-	42

Anno 2014 proforma

	Anno 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply &Trading	Intercompany	Anno 2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica	1.369,4	(123,6)	(299,3)	-	52,4	998,9
Altri ricavi e proventi	629,2	(1,1)	(595,0)	(11,1)	3,7	25,7
Ricavi totali	1.998,7	(124,7)	(894,4)	(11,1)	56,1	1.024,6
Costi per acquisti	(714,3)	104,4	136,0	(8,2)	(11,1)	(493,2)
Variazioni delle rimanenze	(15,2)	1,4	(0,5)	15,9	-	1,6
Costi per servizi e altri costi operativi	(658,6)	15,8	491,7	18,8	(45,0)	(177,2)
Costi del lavoro	(63,6)	0,8	17,1	2,7	-	(42,9)
Margine operativo lordo	547,0	(2,2)	(250,1)	18,1	-	312,9
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(187,6)	3,9	23,5	0,2	-	(160,0)
Risultato operativo	359,4	1,8	(226,6)	18,2	-	152,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(66,0)	(0,2)	(1,2)	7,8	-	(59,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(65,0)	-	-	-	-	(65,0)
Risultato prima delle imposte	228,4	1,6	(227,8)	26,1	-	28,2
Imposte sul reddito	(155,7)	(0,5)	118,7	(6,6)	-	(44,1)
Risultato prima degli interessi di terzi	72,7	1,1	(109,1)	19,4	-	(15,9)
Risultato di azionisti terzi	(24,9)	-	22,0	-	-	(2,9)
Risultato netto di competenza del Gruppo	47,8	1,1	(87,0)	19,4	-	(18,7)

Situazione patrimoniale

30.09.2014	Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	30.09.2015	30.06.2015	31.12.2014
2.220,4	Capitale immobilizzato	2.163,4	2.114,1	2.120,3
220,9	Capitale circolante operativo netto	220,1	200,3	189,6
(4,2)	Trattamento di fine rapporto	(3,5)	(4,1)	(4,7)
433,7	Altre attività	353,6	342,9	344,3
(678,2)	Altre passività	(537,3)	(517,1)	(600,5)
2.192,6	Capitale investito netto	2.196,1	2.136,0	2.049,0
1.757,9	Patrimonio netto di Gruppo	1.674,5	1.682,4	1.671,5
48,1	Patrimonio netto di terzi	50,8	51,5	47,4
386,6	Indebitamento finanziario netto	470,9	402,1	330,1
2.192,6	Mezzi propri e debiti finanziari	2.196,2	2.136,0	2.049,0

Al 30 settembre 2015 il capitale investito netto ammonta a 2.196 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2014.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 21% (16% al 31 dicembre 2014).

Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La variazione include i nuovi investimenti in Polonia e Francia più che compensati dagli ammortamenti del periodo.

Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze, i crediti e debiti commerciali e i debiti verso l'Erario per accise.

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuto principalmente al valore dei crediti per la stima del reintegro costi legati alla disciplina della Unità essenziali di ERG Power Generation per 56 milioni che sono parzialmente compensati dall'incremento dei debiti per investimento in ERG Renew e da fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante.

Altre attività

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

Altre passività

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

Indebitamento finanziario netto

30.09.2014	Riepilogo indebitamento del Gruppo (milioni di Euro)	30.09.2015	30.06.2015	31.12.2014
1.378,0	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.221,2	1.206,2	1.313,9
(991,4)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(750,3)	(804,1)	(983,8)
386,6	TOTALE	470,9	402,1	330,1

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

30.09.2014	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine (milioni di Euro)	30.09.2015	30.06.2015	31.12.2014
74,4	Debiti verso banche a medio-lungo termine	-	-	13,6
(63,9)	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-	(13,6)
187,3	Debiti finanziari a medio-lungo termine	165,5	154,7	181,1
197,9	Totale	165,5	154,7	181,1
1.338,1	Totale Project Financing	1.201,1	1.197,2	1.297,3
(157,9)	Quota corrente Project Financing	(145,4)	(145,8)	(164,5)
1.180,2	Project Financing a medio-lungo termine	1.055,7	1.051,4	1.132,8
1.378,0	TOTALE	1.221,2	1.206,2	1.313,9

I debiti finanziari a medio-lungo termine si riferiscono alle passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 166 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014).

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" sono relativi a:

- finanziamenti per 1.039 milioni erogati a società del settore Energia - Rinnovabili per la costruzione di parchi eolici di cui 572 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 102 milioni;
- finanziamenti per 162 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:

30.09.2014	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine (milioni di Euro)	30.09.2015	30.06.2015	31.12.2014
1,1	Debiti verso banche a breve termine	154,3	116,4	60,3
63,9	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-	13,6
8,6	Altri debiti finanziari a breve termine	9,3	4,9	6,0
73,6	Passività finanziarie a breve termine	163,6	121,3	79,8
(1.059,2)	Disponibilità liquide	(863,9)	(941,8)	(1.047,3)
(49,8)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(31,1)	(29,7)	(58,8)
(1.109,0)	Attività finanziarie a breve termine	(895,0)	(971,5)	(1.106,1)
157,9	Project Financing a breve termine	145,4	145,8	164,5
(113,9)	Disponibilità liquide	(164,3)	(99,8)	(122,0)
44,0	Project Financing	(18,9)	46,0	42,5
(991,4)	TOTALE	(750,3)	(804,1)	(983,8)

Gli altri debiti finanziari includono passività legate al fair value dei derivati e a debiti per acquisti partecipazioni.

L'importo delle disponibilità liquide deriva principalmente dalla liquidità derivante dall'incasso del corrispettivo per l'estinzione anticipata della convenzione CIP 6 di ISAB Energy, dall'incasso derivante dalla cessione di ISAB S.r.l., nonché dai conti correnti attivi vincolati in base alle condizioni previste dai contratti di Project Financing.

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

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

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

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2015	2014	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO (milioni di Euro)	2015	2014
43,3	62,5	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	183,3	239,9
(9,1)	(7,5)	Pagamento di imposte sul reddito	(107,9)	(25,3)
(19,5)	124,2	Variazione circolante operativo netto	(30,5)	57,7
9,4	(35,6)	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	23,1	(5,1)
24,0	143,7	TOTALE	68,0	267,2
		FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO		
(16,9)	(20,1)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(67,6)	(19,0)
(1,5)	24,8	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	(1,0)	12,3
-	-	Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	(0,5)	-
-	515,0	Incasso "C Recuperi"	-	515,0
(18,4)	519,7	Totale	(69,0)	508,4
		FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO		
-	-	Dividendi distribuiti	(71,4)	(164,9)
(4,0)	(8,3)	Altre variazioni patrimonio	8,8	(189,0)
(4,0)	(8,3)	Totale	(62,6)	(353,9)
(70,3)	(0,8)	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(77,2)	(0,8)
(68,8)	654,2	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(140,8)	420,9
402,1	1.040,8	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	330,1	807,5
68,8	(654,2)	VARIAZIONE DEL PERIODO	140,8	(420,9)
470,9	386,6	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	470,9	386,6

⁽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 2015 si riferisce al consolidamento integrale di Hydro Inwestycje SP.Z. O.O. e della società Blachy Pruszyński-Energia SP.Z O.O. e all'acquisto dei parchi eolici francesi

L'incremento dell'indebitamento di 141 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 è principalmente dovuto al pagamento delle imposte, alla distribuzione dei dividendi, agli investimenti dei nove mesi e alla variazione dell'area di consolidamento legata principalmente all'acquisto dei parchi eolici francesi, parzialmente compensati dal flusso di cassa del periodo.

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 adjusted** con l'esclusione delle poste non caratteristiche e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti della joint venture LUKERG Renew.

I risultati a valori correnti e i risultati a valori correnti adjusted 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.

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹⁶ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

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

I risultati includono inoltre il contributo della joint venture **LUKERG Renew** per la quota di spettanza ERG.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale i risultati del business sono quindi esposti anche a valori correnti adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti di LUKERG Renew il cui contributo nel Conto Economico non a valori correnti adjusted è rappresentato nella valutazione ad equity della partecipazione.

In coerenza con quanto sopra esposto anche l'indebitamento finanziario netto è a valori adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della joint venture LUKERG Renew al netto delle relative poste infragruppo.

Si precisa che a partire dal Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2015 i risultati operativi adjusted non includono più il contributo della joint venture TotalErg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

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

¹⁶ 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 adjusted

3° trimestre		MARGINE OPERATIVO LORDO	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
60,2	82,2	Margine operativo lordo attività continue	244,6	249,8
		<i>Esclusione utili / perdite su magazzino</i>	-	-
		<i>Esclusione poste non caratteristiche:</i>		
		<i>Corporate</i>		
1,7	-	- Oneri per incentivo all'esodo	1,7	-
0,6	-	- Oneri accessori operazioni straordinarie	1,4	8,2
-	-	- Svalutazione certificati ambientali	2,6	-
-	(5,1)	- Proventi ed oneri relativi ad anni precedenti	-	(5,1)
		<i>Power</i>		
0,1	0,0	- Oneri per riorganizzazione societaria (mobilità Power Generation)	1,0	-
		<i>Rinnovabili</i>		
1,9	-	- Oneri accessori operazioni straordinarie	2,5	-
64,6	77,0	Margine operativo lordo a valori correnti	253,8	252,9
1,8	3,0	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	10,2	9,9
66,4	80,0	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	264,0	262,8

3° trimestre		AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
(39,4)	(38,2)	Ammortamenti e svalutazioni attività continue	(116,8)	(114,6)
(39,4)	(38,2)	Ammortamenti a valori correnti	(116,8)	(114,6)
(2,0)	(2,0)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(5,9)	(5,9)
(41,3)	(40,2)	Ammortamenti a valori correnti adjusted	(122,7)	(120,5)

3° trimestre		RISULTATO OPERATIVO NETTO	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
25,2	38,8	Risultato operativo netto a valori correnti	137,1	138,2
(0,1)	1,0	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	4,3	4,0
25,1	39,8	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	141,4	142,2

3° trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO	Primi 9 mesi	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
(4,3)	7,7	Risultato netto di Gruppo	65,9	41,9
		<i>Esclusione contributo risultati 'Discontinued operations'</i>	-	-
(4,3)	7,7	Risultato netto di Gruppo delle attività continue	65,9	41,9
19,1	7,4	<i>Esclusione utili / perdite su magazzino</i>	7,3	7,3
		<i>Esclusione poste non caratteristiche:</i>		
-	-	<i>Conguaglio cessione ERG Oil Sicilia</i>	0,5	-
-	-	<i>Stralcio robin tax su PPA Adriatica e Vicari</i>	(2,9)	-
1,7	1,6	<i>Esclusione oneri accessori operazioni straordinarie</i>	2,7	5,8
-	-	<i>Esclusione certificati ambientali</i>	1,9	-
1,1	-	<i>Esclusione poste non caratteristiche TotalErg</i>	(1,5)	0,2
-	(1,5)	<i>Esclusione altri oneri</i>	-	-
-	(3,5)	<i>Esclusione contributo L. 488 ERG S.p.A.</i>	-	(3,5)
-	2,6	<i>Esclusione differenze cambio ex Div. Refining & Marketing</i>	-	2,6
-	-	<i>Esclusione svalutazione certificati ambientali</i>	-	-
-	-	<i>Esclusione oneri accessori altre operazioni</i>	-	-
1,3	-	<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	2,0	-
19,0	14,4	Risultato netto di Gruppo a valori correnti⁽¹⁾	75,8	54,4

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

Si evidenzia che le poste non caratteristiche di TotalErg si riferiscono principalmente a proventi di natura straordinaria legati alla cessione di un ramo aziendale ed allo stralcio di debiti pregressi non dovuti.

Riconciliazione con indebitamento finanziario netto adjusted

30.09.2014 proforma		30.09.2015	30.06.2015	31.12.2014 proforma
386,6	Indebitamento finanziario netto	470,9	402,1	330,1
79,8	<i>Posizione finanziaria netta di LUKERG Renew</i>	77,1	75,1	79,3
466,4	Indebitamento finanziario netto adjusted	548,0	477,1	409,5

L'indebitamento finanziario netto a valori adjusted tiene conto della quota di spettanza ERG della posizione finanziaria netta della joint venture LUKERG Renew al netto delle relative poste infragruppo. A partire dal presente Resoconto l'indebitamento adjusted non tiene più conto del contributo (quota ERG) della joint venture TotalErg per le ragioni già esposte in Premessa. Coerentemente si è proceduto a modificare i valori comparativi al 31 dicembre 2014 e 30 settembre 2014.

Riconciliazione valori adjusted proforma terzo trimestre 2014

	3° trimestre 2014	Esclusione contributo 3° trimestre 2014 di:				Intercompany	3° trimestre 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg		
<i>(milioni di Euro)</i>							
Ricavi della gestione caratteristica							
Rinnovabili	73	-	-	-	-	-	73
Power	253	-	(8)	-	-	(59)	187
Downstream integrato	820	(35)	-	-	(785)	-	-
Corporate	8	-	-	-	-	(2)	6
Ricavi infrasettori	170	-	-	-	-	(178)	(8)
Totale ricavi adjusted	1.326	(36)	(8)	-	(785)	(238)	258
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(1.028)	-	-	-	785	242	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(5)	-	-	-	-	-	(5)
Totale ricavi della gestione caratteristica	292	(36)	(8)	-	-	4	253
Margine operativo lordo							
Rinnovabili	52	-	-	-	-	-	52
Power	35	-	(2)	-	-	-	33
Downstream integrato	18	(2)	-	1	(17)	-	-
Corporate	(5)	-	-	-	-	-	(5)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	100	(2)	(2)	1	(17)		80
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(17)	-	-	-	17	-	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(3)	-	-	-	-	-	(3)
Margine operativo lordo a valori correnti	80	(2)	(2)	1	-		77
Utili (perdite) su magazzino	-	-	-	-	-	-	-
Poste non caratteristiche	5	-	-	-	-	-	5
Margine operativo lordo	85	(2)	(2)	1	-		82
Ammortamenti e svalutazioni							
Rinnovabili	(32)	-	-	-	-	-	(32)
Power	(7)	-	-	-	-	-	(7)
Downstream integrato	(12)	1	-	-	11	-	-
Corporate	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(52)	1	-	-	11		(40)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	11	-	-	-	(11)	-	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	2	-	-	-	-	-	2
Ammortamenti a valori correnti	(39)	1	-	-	-		(38)
Risultato operativo netto							
Rinnovabili	19	-	-	-	-	-	19
Power	28	-	(2)	-	-	-	26
Downstream integrato	6	(1)	-	1	(6)	-	-
Corporate	(5)	-	-	-	-	-	(5)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	48	(1)	(2)	1	(6)		40
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(6)	-	-	-	6	-	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Risultato operativo netto a valori correnti	41	(1)	(2)	1	-		39
Risultato netto							
Risultato netto	5	(1)	(1)	4	-	-	8
di cui Risultato netto di Gruppo	5	(1)	(1)	4	-	-	8
di cui Risultato netto di azionisti terzi	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	12	(1)	(1)	4	-		14
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali							
Rinnovabili	16	-	-	-	-	-	16
Power	3	-	-	-	-	-	3
Downstream integrato	7	-	-	-	(6)	-	-
Corporate	1	-	-	-	-	-	1
Totale investimenti adjusted	28	-	-	-	(6)		21
Investimenti di TotalErg (51%)	(6)	-	-	-	6	-	-
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	-	-	-	-	-	-	(2)
Totale investimenti	22	-	-	-	-		21
Net debt							
Indebitamento finanziario netto adjusted	640				(173)		466

Riconciliazione valori adjusted proforma primi nove mesi 2014

	9 mesi 2014	Esclusione contributo 9 mesi 2014 di:				9 mesi 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg Intercompany	
<i>(milioni di Euro)</i>						
Ricavi della gestione caratteristica						
Rinnovabili	262	-	-	-	-	262
Power	948	-	(293)	-	(123)	532
Downstream integrato	2.390	(98)	-	-	(2.292)	-
Corporate	23	-	-	-	(7)	16
Ricavi infrasettori	(212)	-	-	-	190	(22)
Totale ricavi adjusted	3.411	(98)	(293)	-	(2.292)	788
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(2.280)	-	-	-	2.292	(12)
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(15)	-	-	-	-	(15)
Totale ricavi della gestione caratteristica	1.116	(98)	(293)	-	-	772
Margine operativo lordo						
Rinnovabili	201	-	-	-	-	201
Power	183	-	(102)	-	-	80
Downstream integrato	35	(4)	-	(1)	(30)	-
Corporate	(19)	-	-	-	-	(19)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	400	(4)	(102)	(1)	(30)	263
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(30)	-	-	-	30	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(10)	-	-	-	-	(10)
Margine operativo lordo a valori correnti	360	(4)	(102)	(1)	-	253
Utili (perdite) su magazzino	-	-	-	-	-	-
Poste non caratteristiche	142	1	(145)	-	-	(3)
Margine operativo lordo	501	(3)	(248)	(1)	-	250
Ammortamenti e svalutazioni						
Rinnovabili	(97)	-	-	-	-	(97)
Power	(47)	-	25	-	-	(22)
Downstream integrato	(36)	3	-	-	33	-
Corporate	(2)	-	-	-	-	(2)
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(182)	3	25	-	33	(121)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	33	-	-	-	(33)	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	6	-	-	-	-	6
Ammortamenti a valori correnti	(143)	3	25	-	-	(115)
Risultato operativo netto						
Rinnovabili	104	-	-	-	-	104
Power	136	-	(77)	-	-	59
Downstream integrato	(1)	(1)	-	(1)	3	-
Corporate	(20)	-	-	-	-	(20)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	218	(1)	(77)	(1)	3	142
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	3	-	-	-	(3)	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(4)	-	-	-	-	(4)
Risultato operativo netto a valori correnti	217	(1)	(77)	(1)	-	138
Risultato netto						
Risultato netto	146	-	(106)	5	-	45
di cui Risultato netto di Gruppo	121	-	(84)	5	-	42
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	-	(22)	-	-	3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	75	(1)	(25)	5	-	54
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali						
Rinnovabili	29	-	-	-	-	29
Power	10	-	(1)	-	-	9
Downstream integrato	23	-	-	-	(22)	-
Corporate	2	-	-	-	-	2
Totale investimenti adjusted	64	-	(1)	-	(22)	40
Investimenti di TotalErg (51%)	(22)	-	-	-	22	-
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	(2)	-	-	-	-	(2)
Totale investimenti	40	-	(1)	-	-	38
Net debt						
Indebitamento finanziario netto adjusted	640				(173)	466

Riconciliazione valori adjusted proforma anno 2014

	Anno 2014	Esclusione contributo anno 2014 di:				Anno 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg Intercompany	
<i>(milioni di Euro)</i>						
Ricavi della gestione caratteristica						
Rinnovabili	349	-	-	-	-	349
Power	1.164	-	(299)	-	(185)	679
Downstream integrato	3.098	(124)	-	-	(2.974)	-
Corporate	30	-	-	-	(9)	21
Ricavi infrasettori	(291)	-	-	-	263	(28)
Totale ricavi adjusted	4.350	(124)	(299)	-	(2.974)	1.021
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(2.958)	-	-	-	2.974	(16)
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(22)	-	-	-	-	(22)
Totale ricavi della gestione caratteristica	1.369	(124)	(299)	-	-	999
Margine operativo lordo						
Rinnovabili	267	-	-	-	-	267
Power	204	-	(104)	-	-	100
Downstream integrato	44	(5)	-	8	(47)	-
Corporate	(24)	-	-	-	-	(24)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	491	(5)	(104)	8	(47)	343
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(47)	-	-	-	47	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(14)	-	-	-	-	(14)
Margine operativo lordo a valori correnti	429	(5)	(104)	8	-	329
Poste non caratteristiche	118	2	(146)	10	-	(16)
Margine operativo lordo	547	(2)	(250)	18	-	313
Ammortamenti e svalutazioni						
Rinnovabili	(137)	-	-	-	-	(137)
Power	(54)	-	25	-	-	(29)
Downstream integrato	(48)	4	-	-	44	-
Corporate	(2)	-	-	-	-	(2)
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(241)	4	25	-	44	(168)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	44	-	-	-	(44)	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	-	-	-	-	8
Ammortamenti a valori correnti	(189)	4	25	-	-	(160)
Risultato operativo netto						
Rinnovabili	131	-	-	-	-	131
Power	150	-	(79)	-	-	71
Downstream integrato	(5)	(1)	-	8	(3)	-
Corporate	(27)	-	-	-	-	(27)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	249	(1)	(79)	8	(3)	175
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(3)	-	-	-	3	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(6)	-	-	-	-	(6)
Risultato operativo netto a valori correnti	240	(1)	(79)	8	-	169
Risultato netto						
Risultato netto	73	1	(109)	19	-	(16)
di cui Risultato netto di Gruppo	48	1	(87)	19	-	(19)
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	-	(22)	-	-	3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	76	(1)	(27)	12	-	60
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali						
Rinnovabili	38	-	-	-	-	38
Power	14	-	(1)	-	-	13
Downstream integrato	34	-	-	-	(34)	-
Corporate	3	-	-	-	-	3
Totale investimenti adjusted	89	-	(1)	-	(34)	53
Investimenti di TotalErg (51%)	(34)	-	-	-	34	-
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	(2)	-	-	-	-	(2)
Totale investimenti	54	-	(1)	-	-	52
Net debt						
Indebitamento finanziario netto adjusted	538				(129)	409

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

In data **5 ottobre 2015** è stato pubblicato il provvedimento di autorizzazione dell'Antitrust con cui è stato dato il via libera all'acquisizione da parte di ERG del nucleo idroelettrico di Terni di proprietà E.On.

In data **15 ottobre 2015** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh.

Nel perimetro dell'operazione sono incluse anche due società, una di diritto francese e una di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale, attraverso un team composto da ventotto professionisti, ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW (di cui 206 MW oggetto dell'acquisizione e altri 83 MW di proprietà di ERG Renew in Germania).

Il valore dell'acquisizione è di circa 297 milioni in termini di enterprise value, pari ad un multiplo di circa 1,4 milioni per MW. I parchi sono già interamente finanziati tramite Project Financing limited recourse. Nel 2016 il Margine Operativo Lordo atteso sarà di circa 30 milioni. Il closing è previsto entro la fine di quest'anno e il corrispettivo complessivo per l'equity, da riconoscere in tale data, è di 128 milioni.

In data **3 novembre 2015** TotalErg, joint venture fra ERG e TOTAL, ha sottoscritto un contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri.

Il finanziamento, 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 garanzie reali né da garanzie da parte dei due azionisti.

Con tale operazione TotalErg, alla luce della riduzione delle proprie esigenze finanziarie, sostituisce la precedente linea di credito del valore complessivo di 900 milioni, rimanendo confermata la fiducia del sistema finanziario nelle sue prospettive di crescita.

In data **4 novembre 2015** la società EW Orneta 2 (100% ERG Renew), proprietaria del parco eolico situato in Polonia nel comune di Radziejow, ha sottoscritto un contratto di finanziamento in Project Financing. L'impianto è entrato in produzione all'inizio del terzo trimestre 2015, con una capacità installata di 42 MW.

Il finanziamento, per un importo complessivo di 177,5 milioni di Zloty (circa 42 milioni di Euro al cambio odierno) e una durata di 14 anni, è stato sottoscritto dai Mandated Lead Arrangers ING Bank, ING Bank Slaski e Bank Pekao (parte del Gruppo UniCredit). ING Bank Slaski agisce anche in qualità di Banca Agente e Bank Pekao anche in qualità di Account Bank.

Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2015:

Rinnovabili

Prosegue la strategia di sviluppo internazionale di ERG Renew che raggiungerà, entro fine anno, 0,6 GW di installato all'estero, pari al 37% dei 1,7 GW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire il nono operatore eolico onshore in Francia e l'ottavo in Europa.

È stata infatti ultimata la costruzione di un nuovo parco eolico in Polonia, della potenza installata di 42 MW, entrato in esercizio a metà 2015, inoltre sta proseguendo la realizzazione di altri due parchi di 14 e 26 MW sempre in Polonia, con l'obiettivo di completare gli stessi entro la fine dell'esercizio per una potenza installata complessiva in Polonia di 82 MW.

È stata anche finalizzata l'acquisizione di altri sei parchi in Francia della potenza installata di 63 MW, che ha consentito di raddoppiare la potenza installata nel paese (da 64 MW a 128 MW).

Proseguono infine le attività volte ad un ulteriore sviluppo della società, attraverso la valutazione di nuove opportunità di investimento in particolare all'estero, tra le quali si ricordano (i) l'incremento della potenza installata di 20 MW atteso entro fine anno in Bulgaria e Romania a seguito dell'accordo con LUKOIL sullo scioglimento della joint venture LUKERG Renew e la conseguente suddivisione degli asset prevista tra i due azionisti, (ii) l'accordo per l'acquisto di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e sei in Germania (82 MW) con una potenza installata complessiva di 206 MW, che consentirà di incrementare ulteriormente la presenza in questi paesi che considerano le rinnovabili essenziali per la loro politica energetica, nonché l'acquisizione di due società specializzate in attività di gestione operativa che permetterà di internalizzare progressivamente le attività di gestione di tutti i parchi eolici, potendo così raggiungere sia importanti sinergie che sviluppare la presenza di ERG come operatore industriale nei due paesi. Il perfezionamento dell'operazione è atteso entro fine anno..

I risultati del 2015 sono attesi in crescita anche grazie al parziale apporto dei nuovi parchi in corso di realizzazione all'estero, dei nuovi parchi acquistati in Francia e realizzati in Polonia (Orneta).

Power

Il Gruppo ERG ha sottoscritto un accordo di grande rilevanza strategica per il Gruppo, che consentirà 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.

L'operazione, il cui closing è atteso entro fine anno, consiste nell'acquisizione da parte di ERG Power Generation dell'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 e permetterà di incrementare significativamente i risultati economici e la generazione di cassa nel medio periodo, mentre il considerevole aumento del portafoglio di generazione consentirà di migliorare i risultati anche grazie all'energy management.

Per quel che riguarda l'impianto di ERG Power, nonostante la permanenza di condizioni di mercato sfavorevoli agli impianti alimentati a gas con margini di generazione e fattori di utilizzo ancora depressi, nonché l'introduzione della già citata disciplina delle Unità Essenziali ex D.L. 91/2014, si prevedono anche per il 2015 risultati soddisfacenti in linea al 2014.

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, infatti, di mantenere una redditività superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

Si segnala che, a seguito del deconsolidamento gestionale dal 1 gennaio 2015 della partecipazione al 51% detenuta nella società, **TotalErg** nel 2015 contribuirà ai risultati del Gruppo esclusivamente attraverso proventi da partecipazioni, nella misura della propria quota del risultato netto di TotalErg, atteso in miglioramento rispetto al precedente esercizio.

Nel complesso per l'esercizio 2015 si attende un margine operativo lordo in linea con i 343 milioni del 2014 proforma.

Nel complesso per l'esercizio 2015 si attende un margine operativo lordo di circa 350 milioni in linea con le precedenti indicazioni (343 milioni del 2014 proforma).

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, 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, 11 novembre 2015

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, 11 novembre 2015

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari
Paolo Luigi Merli



ERG S.p.A.

Torre WTC
via De Marini, 1
16149 Genova
Tel 01024011
Fax 0102401585
www.erg.it

Sede Legale:
via De Marini, 1
16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000 i.v.
R.E.A. Genova n. 354265
Registro delle Imprese
di Genova/Codice Fiscale 94040720107
Partita IVA 10122410151

