



# RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

AL 30 GIUGNO 2015

# INDICE

## RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

---

Organi Societari	pag. 4
Premessa	pag. 5
Profilo del Gruppo	pag. 7
ERG in Borsa	pag. 9
Sintesi dei risultati	pag. 10
Sintesi dei risultati per settore	pag. 11
Vendite	pag. 12
Commento ai risultati del semestre	pag. 13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	pag. 14
Quadro normativo di riferimento	pag. 16
Settori di attività	pag. 18
● Rinnovabili	pag. 18
● Power	pag. 28
Prospetti contabili	pag. 35
Area di consolidamento integrale e aree di business	pag. 35
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	pag. 36
Indicatori alternativi di performance	pag. 44
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre	pag. 49
Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 50

## BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

---

Situazione patrimoniale-finanziaria	pag. 53
Conto Economico	pag. 54
Altre componenti di Conto Economico complessivo	pag. 55
Rendiconto Finanziario	pag. 56
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	pag. 57
Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	pag. 58
– Elenco società del Gruppo	pag. 64
– Analisi della situazione patrimoniale-finanziaria	pag. 77
– Analisi del Conto Economico	pag. 96
Nota 45 – Data pubblicazione della Relazione Finanziaria Semestrale	pag. 109
Attestazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	pag. 110

# ORGANI SOCIETARI

## CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>1</sup>

---

PRESIDENTE  
**EDOARDO GARRONE**  
(ESECUTIVO)

VICE PRESIDENTE  
**ALESSANDRO GARRONE**<sup>2</sup>  
(ESECUTIVO)

**GIOVANNI MONDINI**  
(NON ESECUTIVO)

AMMINISTRATORE DELEGATO  
**LUCA BETTONTE**

AMMINISTRATORI  
**MASSIMO BELCREDI**  
(INDIPENDENTE)<sup>3</sup>

**MARA ANNA RITA CAVERNI**  
(INDIPENDENTE)<sup>4</sup>

**ALESSANDRO CHIEFFI**  
(INDIPENDENTE)<sup>4</sup>

**BARBARA COMINELLI**  
(INDIPENDENTE)<sup>4</sup>

**MARCO COSTAGUTA**  
(NON ESECUTIVO)

**LUIGI FERRARIS**  
(INDIPENDENTE)<sup>4</sup>

**PAOLO FRANCESCO LANZONI**  
(INDIPENDENTE)<sup>3</sup>

**SILVIA MERLO**  
(INDIPENDENTE)<sup>4</sup>

## 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.**

<sup>1</sup> Nominato in data 24 aprile 2015.

<sup>2</sup> Amministratore incaricato del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

<sup>3</sup> Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

<sup>4</sup> 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

La relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stata predisposta in forma sintetica conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi" e, per quanto riguarda i criteri di iscrizione e di valutazione, secondo quanto indicato dai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi anche tutti i Principi Internazionali oggetto di interpretazione (International Financial Reporting Standards – IFRS) e le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e del precedente Standing Interpretations Committee (SIC).

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stato sottoposto a revisione contabile limitata da parte della società Deloitte & Touche S.p.A. secondo le modalità previste dalla normativa CONSOB; i risultati di tale attività saranno resi pubblici appena disponibili.

## **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 caratteristiche<sup>1</sup> 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 adjusted non tengono conto del contributo di TotalErg.

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

---

<sup>1</sup> Le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

## Valori economici 2014 proforma

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

- della cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy S.r.l. ed ISAB Energy Services S.r.l., 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 S.r.l. perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply & Trading S.p.A. dall'inizio del 2015 che è stata fusa in ERG S.p.A. in data 1° luglio dello stesso esercizio.
- della esclusione del contributo di TotalErg per le ragioni sopra esposte.

Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi posti a confronto ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati comparativi del primo semestre 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 primo semestre 2014 escludendo il contributo di ISAB Energy S.r.l. ed ISAB Energy Services S.r.l., ERG Oil Sicilia S.r.l. ed ERG Supply & Trading S.p.A.

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.

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 alla nota "Riconciliazione valori adjusted proforma 1° semestre 2014".

(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE 2014	ESCLUSIONE CONTRIBUTO 1° SEMESTRE 2014 DI:				1° SEMESTRE 2014 PROFORMA
		ERG OIL SICILIA	ISAB ENERGY E ISAB ENERGY SERVICES	ERG SUPPLY & TRADING	TOTALERG	
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>						
RINNOVABILI	149	-	-	-	-	149
POWER	147	-	(100)	-	-	47
DOWNSTREAM INTEGRATO	17	(2)	-	(2)	(13)	-
CORPORATE	(14)	-	-	-	-	(14)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>300</b>	<b>(2)</b>	<b>(100)</b>	<b>(2)</b>	<b>(13)</b>	<b>183</b>
<b>RISULTATO NETTO</b>						
RISULTATO NETTO	141	-	(105) <sup>(1)</sup>	1	-	37
<b>DI CUI RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>	<b>116</b>	<b>-</b>	<b>(83)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>34</b>
DI CUI RISULTATO NETTO DI AZIONISTI TERZI	25	-	(22)	-	-	3
<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI</b>	<b>63</b>	<b>-</b>	<b>(24)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>40</b>
<b>NET DEBT</b>						
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ADJUSTED</b>	<b>1.234</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(139)</b>	<b>1.096</b>

(1) di cui circa 60 milioni relativi a poste non caratteristiche legate alla cessione del ramo d'azienda IGCC

# PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG opera nei seguenti settori:

## Rinnovabili

Attraverso ERG Renew (controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con 1.383 MW di potenza eolica installata al 30 giugno 2015 e 40 MW in costruzione. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi -dieci in Europa nel settore eolico onshore.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.087 MW), ma con una presenza significativa anche in Germania (86 MW), in Francia (64 MW), e attraverso la joint venture 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 40 MW 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 Maestrato e sta estendendo progressivamente tale attività anche agli altri parchi italiani.

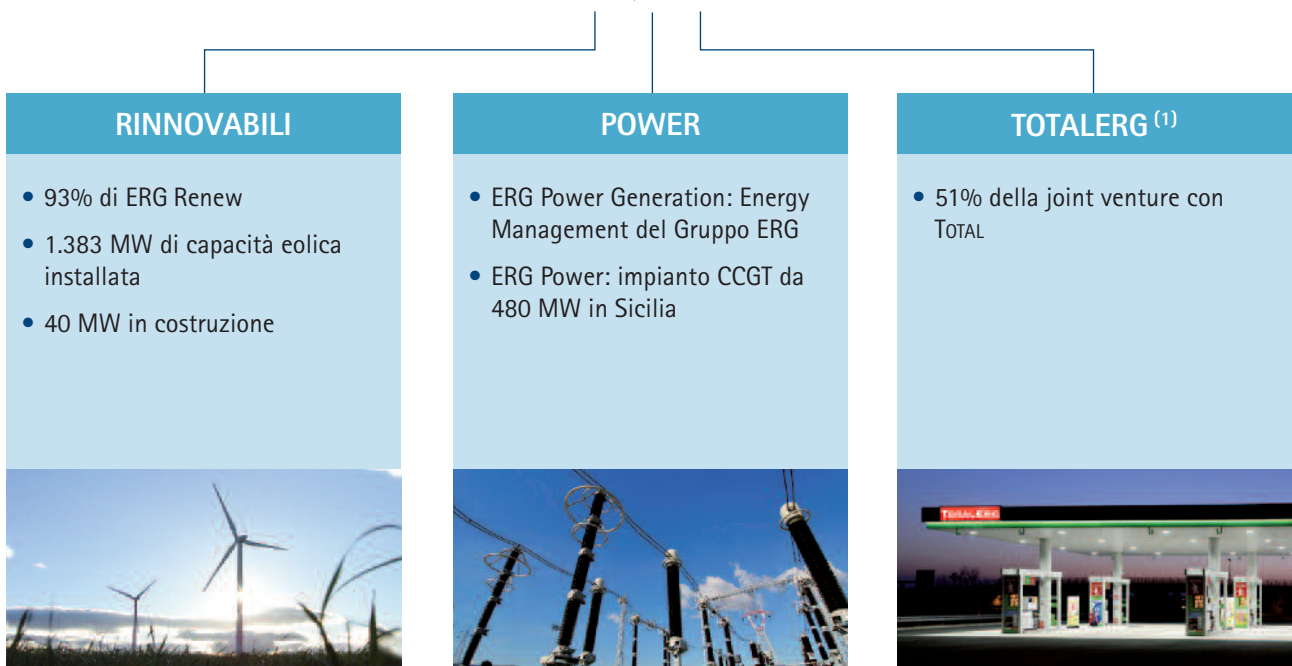
## Power

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 di cogenerazione 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 infine che il Gruppo ERG a seguito della cessione avvenuta a fine 2014 della partecipazione in ERG Oil Sicilia S.p.A. che operava 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 la joint venture TotalErg S.p.A. Pertanto a partire dal 2015 la suddetta partecipazione viene rappresentata anche gestionalmente nei valori adjusted attraverso il solo consolidamento ad equity.



(1) Società consolidata ad equity



# ERG IN BORSA

Al 30 giugno 2015 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 10,76 Euro, in aumento (+16,3%) rispetto a quella della fine dell'anno precedente, a fronte di una crescita dell'indice FTSE All Share (+19,1%) e dell'indice FTSE Mid Cap (+27,4%) e di una diminuzione dell'indice europeo di settore Stoxx Utilities Index (-2,6%).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG nel periodo 2 gennaio – 30 giugno 2015:

PREZZO DELL'AZIONE	EURO
Prezzo di riferimento al 30.06.15	10,76
Prezzo massimo (28.04.15) <sup>(1)</sup>	13,10
Prezzo minimo (12.01.15) <sup>(1)</sup>	8,91
Prezzo medio	11,29

VOLUMI SCAMBIATI	N. AZIONI
Volume massimo (30.03.15)	1.305.236
Volume minimo (25.05.15)	70.407
Volume medio	242.238

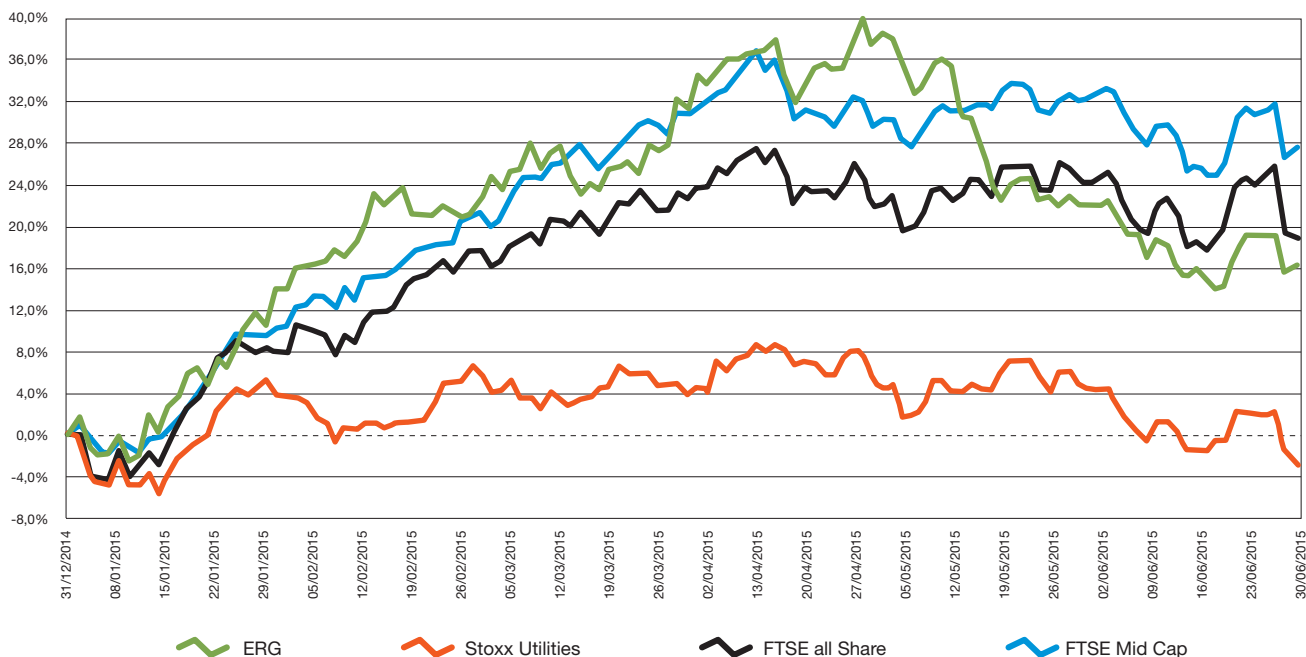
(1) intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso delle negoziazioni della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

La capitalizzazione di borsa al 30 giugno 2015 ammonta a circa 1.617 milioni di Euro (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

Variatione % dal 31/12/2014 al 30/06/2015



# SINTESI DEI RISULTATI

ANNO 2014 PROFORMA	PRINCIPALI DATI ECONOMICI (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
1.020	RICAVI ADJUSTED <sup>(2)</sup>	497	529
313	MARGINE OPERATIVO LORDO	184	168
<b>329</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	<b>189</b>	<b>176</b>
<b>343</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED <sup>(2)</sup></b>	<b>198</b>	<b>183</b>
<b>169</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	<b>112</b>	<b>99</b>
<b>175</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED <sup>(2)</sup></b>	<b>116</b>	<b>102</b>
(16)	RISULTATO NETTO	74	37
(19)	DI CUI RISULTATO NETTO DI GRUPPO	70	34
<b>60</b>	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI <sup>(3)</sup></b>	<b>57</b>	<b>40</b>
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>			
<b>2.049</b>	<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>2.136</b>	<b>2.850</b>
1.719	PATRIMONIO NETTO	1.734	1.809
330	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE	402	1.041
1.297	DI CUI PROJECT FINANCING NON RECOURSE <sup>(4)</sup>	1.197	1.289
16%	LEVA FINANZIARIA	19%	37%
409	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE ADJUSTED <sup>(5)</sup>	477	1.095
<b>34%</b>	<b>EBITDA MARGIN %</b>	<b>40%</b>	<b>35%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>			
<b>1.341</b>	<b>CAPACITÀ INSTALLATA IMPIANTI EOLICI A FINE PERIODO</b>	MW	<b>1.383</b>
2.580	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI EOLICI	MILIONI DI KWH	1.482
<b>480</b>	<b>CAPACITÀ INSTALLATA IMPIANTI TERMOELETTRICI</b>	MW	<b>480</b>
2.622	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI TERMOELETTRICI	MILIONI DI KWH	1.211
<b>8.731</b>	<b>VENDITE TOTALI DI ENERGIA ELETTRICA</b>	MILIONI DI KWH	<b>4.989</b>
53	INVESTIMENTI <sup>(6)</sup>	MILIONI DI EURO	17
<b>604</b>	<b>DIPENDENTI A FINE PERIODO</b>	UNITÀ	<b>610</b>
<b>INDICATORI DI MERCATO</b>			
52,1	PREZZO DI RIFERIMENTO ELETTRICITÀ <sup>(7)</sup>	EURO/MWH	49,5
97,4	PREZZO DI VENDITA "CERTIFICATI VERDI" (RINNOVABILI)	EURO/MWH	97,7
80,9	PREZZO ZONALE SICILIA	EURO/MWH	72,9
146,4	VALORE UNITARIO MEDIO DI CESSIONE ENERGIA EOLICA ERG IN ITALIA	EURO/MWH	143,5
96,0	FEED IN TARIFF (GERMANIA) <sup>(8)</sup>	EURO/MWH	95,7
91,1	FEED IN TARIFF (FRANCIA) <sup>(8)</sup>	EURO/MWH	90,9
94,9	FEED IN TARIFF (BULGARIA) <sup>(8)</sup>	EURO/MWH	96,7
25,0	PREZZO EE ROMANIA <sup>(9)</sup>	EURO/MWH	27,8
29,3	PREZZO CV ROMANIA <sup>(10)</sup>	EURO/MWH	30,6

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 delle 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

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

# SINTESI DEI RISULTATI PER SETTORE

ANNO 2014 PROFORMA	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
349	RINNOVABILI	199	189
679	POWER	302	345
21	CORPORATE	11	9
(28)	RICAVI INFRASETTORI	(15)	(14)
<b>1.020</b>	<b>Totale ricavi adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>497</b>	<b>529</b>
(22)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(13)	(11)
<b>999</b>	<b>TOTALE RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	<b>484</b>	<b>519</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>			
267	RINNOVABILI	157	149
100	POWER	52	47
(24)	CORPORATE	(11)	(14)
<b>343</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted<sup>(2)</sup></b>	<b>198</b>	<b>183</b>
(14)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(8)	(7)
<b>329</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti<sup>(2)</sup></b>	<b>189</b>	<b>176</b>
(16)	POSTE NON CARATTERISTICHE	(5)	(8)
<b>313</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>184</b>	<b>168</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
(137)	RINNOVABILI	(66)	(65)
(29)	POWER	(15)	(14)
(2)	CORPORATE	(1)	(1)
<b>(168)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti adjusted<sup>(2)</sup></b>	<b>(81)</b>	<b>(80)</b>
8	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	4	4
<b>(160)</b>	<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI<sup>(2)</sup></b>	<b>(77)</b>	<b>(76)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>			
131	RINNOVABILI	91	84
71	POWER	37	33
(27)	CORPORATE	(12)	(15)
<b>175</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti adjusted<sup>(2)</sup></b>	<b>116</b>	<b>102</b>
(6)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(4)	(3)
<b>169</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI<sup>(2)</sup></b>	<b>112</b>	<b>99</b>
<b>INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI</b>			
38	RINNOVABILI	48	13
13	POWER	3	6
3	CORPORATE	1	1
<b>53</b>	<b>Totale investimenti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>52</b>	<b>19</b>
(2)	INVESTIMENTI DI LUKERG RENEW (50%)	(0)	(2)
<b>52</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTI</b>	<b>52</b>	<b>17</b>

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 e 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.

Delle vendite di energia elettrica effettuate in Italia nel corso del primo semestre 2015, circa 2,4 TWh sono relative alle produzioni degli impianti del Gruppo, pari a circa l'1,6% della domanda complessiva nazionale (1,5% nel primo semestre 2014 a parità di perimetro).

La ripartizione dei volumi di vendita di energia elettrica, e delle relative tipologie di fonte, è riportata nella tabella<sup>2</sup> seguente:

### FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)

ANNO 2014 PROFORMA		1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
2.051	ERG RENEW ITALIA - PRODUZIONE	1.181	1.128
529	ERG RENEW ESTERO - PRODUZIONE	301	280
2.622	ERG POWER GENERATION - PRODUZIONE	1.211	1.185
3.529	ERG POWER GENERATION - ACQUISTI	2.296	1.754
<b>8.731</b>	<b>TOTALE</b>	<b>4.989</b>	<b>4.347</b>

### IMPIEGHI DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)

ANNO 2014 PROFORMA		1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
532	EE VENDUTA A CLIENTI SITO PRIOLO	253	270
2.015	EE VENDUTA A IREN	999	999
6.184	EE VENDUTA WHOLESALE	3.737	3.078
<b>8.731</b>	<b>TOTALE</b>	<b>4.989</b>	<b>4.347</b>

Nel corso del primo semestre 2015 le vendite di vapore<sup>3</sup> sono state pari a 388 migliaia di tonnellate (447 nell'analogo periodo del 2014), mentre le vendite di gas sono terminate nel terzo trimestre 2014 (254 milioni di Sm<sup>3</sup> nel primo semestre 2014).

L'incremento dei volumi acquistati da ERG Power Generation S.p.A. 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

# COMMENTO AI RISULTATI DEL SEMESTRE

Nel primo semestre 2015 i **ricavi adjusted** sono pari a 497 milioni, in diminuzione rispetto ai 529 milioni del primo semestre 2014 proforma, a seguito principalmente dei minori prezzi medi del Power. Il **margine operativo lordo a valori correnti adjusted<sup>4</sup>** si attesta a 198 milioni, in aumento rispetto ai 183 milioni registrati nel primo semestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Rinnovabili:** margine operativo lordo pari a 157 milioni, in decisa crescita rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (149 milioni) principalmente grazie alle maggiori produzioni dovute alla maggiore ventosità ed ai maggiori ricavi unitari in Italia. Si ricorda che i risultati del primo semestre 2014 beneficiavano di sopravvenienze attive per circa 5 milioni a seguito della sentenza del Consiglio di Stato circa gli oneri di sbilanciamento.

**Power:** margine operativo lordo di 52 milioni, in aumento rispetto ai 47 milioni registrati nel primo semestre 2014 proforma grazie all'apporto dell'attività di Energy Management, dei risultati relativi alle forniture ai clienti di sito, alle vendite a termine, alle continue efficienze e recupero dei costi nonostante un contesto di mercato locale meno redditizio.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted<sup>4</sup>** è stato pari a 116 milioni (102 milioni nel primo semestre 2014 proforma) dopo ammortamenti per 81 milioni (80 milioni nel primo semestre 2014 proforma).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 57 milioni, rispetto al risultato di 40 milioni del primo semestre 2014 proforma. Il miglioramento del risultato è legato principalmente al miglioramento dei margini a livello operativo e alla migliore performance della joint venture TotalErg. 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 70 milioni (34 milioni del primo semestre 2014 proforma).

Nel primo semestre del 2015 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 52 milioni (19 milioni nel primo semestre 2014 proforma) di cui il 92% nel settore Rinnovabili (65%) ed il 7% nel settore Power (31%).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted<sup>4</sup>** risulta pari a 402 milioni, in aumento di 72 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2014 principalmente a seguito del pagamento delle imposte (circa 100 milioni inclusivi dei proventi straordinari netti maturati nel 2014 da ISAB Energy a seguito della risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 e della cessione del ramo d'azienda ad ISAB S.r.l.), della distribuzione dei dividendi (71 milioni) e degli investimenti del semestre (52 milioni), parzialmente compensati dal flusso di cassa del periodo. Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 155 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted<sup>4</sup>**, che include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nella joint venture LUKERG Renew, risulta pari a 477 milioni, in aumento di circa 68 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 proforma<sup>5</sup> 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 157 milioni (184 milioni al 31 dicembre 2014).

<sup>4</sup> Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted e per un dettaglio delle poste non caratteristiche si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

<sup>5</sup> 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.

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

In data **23 gennaio 2015** ERG Renew ha raggiunto un accordo per l'acquisizione dal gruppo PAI (Polish Alternative Investments RES) del 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 36 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 30 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 23 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto in termini di enterprise value della società pari a circa 2,1 milioni. Il closing è avvenuto il 19 febbraio 2015 ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre 2015 per entrare in operatività a fine anno.

In data **12 marzo 2015** ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di una società di diritto polacco (SPV) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella municipalità di Slupia, con una capacità di 26 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 62 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 52 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 39 milioni, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto in termini di enterprise value della società pari a circa 3,6 milioni. A seguito di questa operazione ERG Renew nel 2015 ha complessivamente un portafoglio di 80 MW in costruzione in Polonia. ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre 2015 per entrare in operatività a fine anno.

In data **24 aprile** l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha nominato, per il triennio 2015-2017, il nuovo Consiglio di Amministrazione, composto da 12 membri, nelle persone di Edoardo Garrone, Alessandro Garrone, Giovanni Mondini, Luca Bettonte, Massimo Belcredi, Marco Costaguta, Paolo Francesco Lanzoni, Mara Anna Rita Caverni, Barbara Cominelli, Luigi Ferraris, Silvia Merlo e Alessandro Chieffi e ha confermato alla Presidenza della Società Edoardo Garrone.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG, riunitosi a conclusione dei lavori dell'Assemblea, ha confermato le deleghe al Presidente, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo e nominato lo stesso Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e ha confermato Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.

All'Amministratore Delegato, in continuità con il precedente mandato, sono stati conferiti i poteri necessari per compiere tutti gli atti pertinenti l'attività sociale, salvo quanto riservato al Consiglio di Amministrazione (per legge o per Statuto) e quanto delegato ad altri Consiglieri.

Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, valutato positivamente l'indipendenza dei Consiglieri Massimo Belcredi e Paolo Francesco Lanzoni con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e l'indipendenza dei Consiglieri Mara Anna Rita Caverni, Barbara Cominelli, Luigi Ferraris, Silvia Merlo e Alessandro Chieffi sia con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza che con riferimento a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana.

Il Consiglio di Amministrazione ha confermato quale membro del Comitato Controllo e Rischi il Consigliere Massimo Belcredi e nominato, quali ulteriori membri, i Consiglieri Mara Anna Rita Caverni e Barbara Cominelli, ha confermato quale membro del Comitato Nomine e Compensi il Consigliere Paolo Francesco Lanzoni e nominato, quali ulteriori membri, i Consiglieri Mara Anna Rita Caverni e Silvia Merlo, ha confermato quali membri del Comitato Strategico,

i Consiglieri Alessandro Garrone (Presidente), Giovanni Mondini, Luca Bettonte, Marco Costaguta e nominato, quale ulteriore membro, il Consigliere Luigi Ferraris.

L'Assemblea ha deliberato il pagamento di un dividendo di 0,50 Euro per azione messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2015 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 18 maggio 2015 (ex date) e record date il 19 maggio 2015.

L'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 24 aprile 2015, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 (trentamilionisessantaquattromila) azioni ordinarie ERG del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Questo allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti anche in relazione alla significativa liquidità disponibile.

In pari data il Consiglio di Amministrazione ha approvato, ai sensi dell'art. 2505, comma 2, del Codice Civile, il progetto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A.

In data **17 giugno 2015** ERG Renew ha sottoscritto un accordo 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. Il closing è avvenuto il 27 luglio 2015. 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 **25 giugno 2015** i due azionisti di LUKERG Renew, joint venture paritetica tra ERG Renew e LUKOIL creata nel 2011 per fare investimenti nel settore eolico in Bulgaria e in Romania, hanno deciso, in pieno accordo, di sciogliere la joint venture con conseguente suddivisione degli asset della stessa, al termine di un triennio di forte crescita. L'accordo prevede che ad ERG Renew andranno i parchi bulgari di Tcherga (40 MW), di Hrabrovo (14 MW) e quello di Gebeleisis in Romania (70 MW) per un totale di 124 MW, mentre LUKOIL avrà la proprietà del solo parco di Topolog (84 MW). Questo consentirà ad ERG Renew di incrementare complessivamente la potenza installata di 20 MW rispetto a quanto di sua competenza nella joint venture (104 MW). Il valore dell'operazione, in termini di enterprise value, è di circa 27 milioni, principalmente rappresentato da Project Financing non recourse. Il closing è previsto entro fine anno.

Queste ultime due operazioni, considerando anche gli 82 MW in costruzione in Polonia che entreranno in esercizio nel corso dell'anno, permetteranno di portare la potenza installata al di fuori dei confini nazionali ad oltre 400 MW, pari a circa il 30% dell'intero portafoglio eolico.

In data **29 giugno 2015** ERG ha stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A., iscritto in pari data presso il Registro delle Imprese di Genova. Gli effetti reali della fusione decorrono dal **1° luglio 2015**, gli effetti contabili e fiscali della fusione decorrono dal 1° gennaio 2015.

# QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso del primo semestre 2015.

## GENERALE

### **Pacchetto Clima-Energia – Riforma ETS**

Il 24 febbraio 2015 la Commissione Ambiente del Parlamento europeo ha adottato il report sulla **ETS Market Stability Reserve** (MSR), una misura volta a mitigare l'eccesso di offerta strutturale che deprime i prezzi delle quote CO<sub>2</sub>. La MSR, sulla base di meccanismi automatici, riceverà o libererà una quantità predeterminata di quote, la cui dimensione è funzione dell'andamento della domanda.

La proposta contiene le linee essenziali che formeranno la base per l'adozione di un emendamento alla Direttiva ETS.

Secondo il report, che dovrà essere adottato a seguito della normale procedura di co-decision tra Parlamento e Consiglio nel corso del 2015 o nella prima metà del 2016, la MSR verrà costituita nel 2018 ed entrerà in funzione il 31 dicembre dello stesso anno.

### **Tematiche Ambiente - Efficienza - Sicurezza**

Lo scorso 20 maggio 2015 sono stati pubblicati sul sito del MSE i «Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'art. 8 del D.Lgs. n. 102 del 2014», ovvero le **Linee Guida al Decreto Legislativo 102/2014**. Il documento, redatto dal Ministero con il supporto dell'Unità Tecnica per l'Efficienza Energetica dell'ENEA, fornisce alcuni chiarimenti in tema di **diagnosi energetica**, da effettuarsi entro il prossimo 5 dicembre 2015. All'obbligo sono soggette le grandi imprese e le aziende a forte consumo di energia.

Il 28 maggio 2015 è stata pubblicata la **Legge 22 maggio 2015, n. 68 sui c.d. delitti ambientali**, che introduce nel codice penale quattro nuovi reati: i delitti di inquinamento ambientale, di disastro ambientale, di traffico ed abbandono di materiale di alta radioattività e di impedimento del controllo.

Tra gli altri disposti del provvedimento sono da segnalare il raddoppio dei termini di prescrizione per i reati ambientali, con l'intento di limitare l'impunità per decorrenza dei termini, la previsione della confisca dei beni e del ripristino dello stato dei luoghi, nonché la riduzione dei due terzi delle pene in caso di ravvedimento operoso.

## RINNOVABILI

### **Italia**

Il settore delle Rinnovabili è stato oggetto di provvedimenti mirati, oltre a quelli di connotazione interdisciplinare già riportati nel precedente paragrafo.

### **DM Tariffe GSE**

Con riferimento al citato "DM tariffe GSE", lo scorso mese di maggio 2015 il GSE ha pubblicato le «**Modalità operative per il riconoscimento delle tariffe a copertura dei costi sostenuti dal GSE per il sostegno alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica**».

ERG Renew ha presentato ricorso straordinario al Capo dello Stato chiedendo l'annullamento del citato Decreto.



### **Delibera 22/2015 sul prezzo di ritiro dei “certificati verdi” dell’anno 2014**

Con la **Delibera 22/2015**, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico ha stabilito che il valore medio del prezzo di cessione dell’energia elettrica dell’anno 2014 è pari a 55,10 Euro/MWh. A valle di tale aggiornamento, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro dei “certificati verdi” rilasciati per la produzione 2014, pari a 97,42 Euro.

All’interno della nuova “**Procedura applicativa per l’emissione, la gestione e il ritiro dei “certificati verdi” del GSE**”, è stato pubblicato l’algoritmo per il calcolo dell’**estensione del periodo di incentivazione**, relativo ai periodi di fermate totali o parziali dell’impianto eolico impartite dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) ai sensi dell’art. 11 comma 8 del D.M. 18/12/2008.

### **Romania**

Il 4 maggio 2015 la DG Competition europea **ha approvato** gli emendamenti alla Legge rinnovabili adottati dal Parlamento rumeno nel 2014.

La Commissione ha sottolineato come lo schema di “certificati verdi” rumeno comporti la sussistenza di un Aiuto di Stato, giudicato tuttavia compatibile con la legislazione vigente e in particolare con le Linee Guida comunitarie sugli Aiuti di Stato adottate nell’aprile del 2014.

Per gli altri Paesi non si segnalano novità normative di particolare rilievo emanate nel primo semestre dell’anno in corso.

## **TERMOELETTRICO**

### **Emendamento “Mucchetti” per le unità di produzione in Sicilia – aggiornamento sul completamento dell’intervento “Sorgente – Rizziconi”**

Nella Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 (“Decreto Competitività”) promulgata lo scorso anno è contenuta la disposizione nota come “emendamento Mucchetti”, che ha qualificato come essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico, a partire dal 1° gennaio 2015 e fino all’entrata in operatività dell’elettrodotto 380 kV “Sorgente-Rizziconi” tra la Sicilia e il continente, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW presenti nell’isola, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili. Il completamento del citato elettrodotto, che poneva fine a tale regime di essenzialità, era **originariamente previsto entro il mese di giugno 2015**.

Negli scorsi mesi di aprile e giugno, il gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA) ha formalizzato la sospensione dei lavori di costruzione dell’elettrodotto per il sequestro, ad opera della Magistratura, di uno dei sostegni del cavo stesso a causa di un possibile difetto autorizzativo. L’udienza per il giudizio della Corte di Cassazione è prevista per il prossimo ottobre 2015.

Per tale motivazione, la stima della data di completamento dell’intervento “Sorgente-Rizziconi” è stata posticipata a non prima della fine dell’anno 2015.

Ciò comporta che il regime di essenzialità, originariamente previsto solo per il primo semestre dell’anno, **si protrarrà con ogni probabilità per l’intero 2015**.

### **Impatti sul Gruppo**

Per quanto riguarda gli impatti di tali provvedimenti per il primo semestre 2015 sul Gruppo ERG, si rinvia ai successivi capitoli dedicati alle singole attività gestite.

# SETTORI DI ATTIVITÀ

## RINNOVABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore delle energie rinnovabili 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 <sup>(1)</sup>

ANNO 2014	MERCATO RINNOVABILE ITALIA <sup>(2)</sup> (GWH)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
101.873	PRODUZIONI DA FONTI RINNOVABILI <sup>(3)</sup>	48.060	52.907
	DI CUI:		
58.067	IDROELETTRICA	23.289	30.262
5.541	GEOTERMICA	2.874	2.722
14.966	EOLICA	8.932	8.146
23.299	FOTOVOLTAICO	12.965	11.777
	<b>PREZZI DI CESSIONE (EURO/MWH)</b>		
52,1	PUN (ITALIA) <sup>(4)</sup>	49,8	49,5
97,4	"CERTIFICATI VERDI"	100,5	97,7
48,9	PREZZO EE ZONA CENTRO-SUD	48,2	46,0
47,4	PREZZO EE ZONA SUD	47,2	43,7
80,9	PREZZO EE SICILIA	55,9	72,9
52,2	PREZZO EE SARDEGNA	48,2	48,8
146,4	VALORE UNITARIO MEDIO DI CESSIONE ENERGIA ERG IN ITALIA <sup>(5)</sup>	146,7	143,5
96,0	FEED IN TARIFF (GERMANIA) <sup>(6)</sup>	96,1	95,7
91,1	FEED IN TARIFF (FRANCIA) <sup>(6)</sup>	91,7	90,9
94,9	FEED IN TARIFF (BULGARIA) <sup>(6)</sup>	96,7	96,7
25,0	PREZZO EE ROMANIA <sup>(7)</sup>	32,0	27,8
29,3	PREZZO CV ROMANIA <sup>(8)</sup>	29,6	30,6

(1) produzione stimata per il mese di giugno

(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

(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 primo semestre del 2015 la produzione elettrica nazionale (netta) è stata coperta per il 37% da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 40% del medesimo periodo del 2014; in particolare la produzione deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 10% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il restante 2% da fonte geotermica; rispetto all'anno precedente risultano in forte crescita sia l'eolico (+10%) che il fotovoltaico (+10%), 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 2012<sup>6</sup>, 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 erogata presumibilmente su base mensile e calcolata con analoga formula<sup>7</sup>. 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 elettrica dell'anno precedente<sup>8</sup>.

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 ribasso<sup>9</sup>. 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 MW<sup>10</sup>. 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.

### 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 2014<sup>11</sup>. Terna ha provveduto agli eventuali conguagli entro il 31 dicembre 2014.

<sup>6</sup> Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

<sup>7</sup> Il GSE, in attesa di una puntuale condivisione di tali aspetti con il MiSE, sta valutando, tra le altre ipotesi, una replica delle attuali modalità di erogazione previste per le tariffe omnicomprensive (con pagamento mensile, erogato al mese m+2). A breve il GSE dovrebbe definire le modalità.

<sup>8</sup> Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

<sup>9</sup> Base di prezzo di 127 Euro/MWh.

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> Anni per i quali continua ad essere in vigore la Delibera 111/2006.

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. Si ricorda che per ERG Renew ciò aveva comportato nel bilancio 2014 un impatto positivo per circa 5 milioni.

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'art. 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 zionali orari MGP e MI per il volume di energia movimentata dal GSE in MI. Si segnala che per ERG Renew ciò ha comportato nel 2015 un impatto negativo per circa 1 milione.

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.

### **Germania**

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base al nuovo EEG<sup>12</sup> 2014, la tariffa per i nuovi impianti eolici on-shore è pari a 89 Euro/MWh per 20 anni (costante). 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.

<sup>12</sup> Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili.

La versione del 2009 della stessa legge ha 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.

### **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 industriali<sup>13</sup>. 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 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.

### **Bulgaria**

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. In particolare, per i parchi esistenti 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. Per gli impianti entrati in esercizio successivamente a tale data ed entro giugno 2012, 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<sup>14</sup>.

### **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. L'esito del ricorso da parte degli Operatori e Associazioni di settore contro la relativa delibera, che definiva tale onere temporaneamente pari al 10% della feed-in tariff per i produttori da fonte eolica, è stato positivo.

<sup>13</sup> 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").

<sup>14</sup> È stata inoltre introdotta un'ulteriore soglia di ore di funzionamento annuo, il cui valore dipende dalla produzione annua dell'impianto, al di sopra della quale viene riconosciuto il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica anziché la tariffa. Tale disposizione tuttavia non si applica a tutti gli impianti. Nel caso di LUKERG Renew, si applica solamente all'impianto di Hrabovo.

È stato tuttavia pubblicato il valore definitivo, basato su un'analisi dettagliata dei reali costi di gestione delle reti, che è applicabile a partire dal 13 marzo 2014 ed è stato ridotto a 2,5 BGN/MWh (circa 1,3 Euro/MWh). A fine 2013 il Parlamento bulgaro ha approvato, nell'ambito delle Finanziaria 2014, un emendamento alla legge di incentivazione delle fonti rinnovabili, in base al quale a partire da gennaio 2014 è stata imposta una fee pari al 20% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonte solare ed eolica. In data 31 luglio, la Corte Costituzionale bulgara, richiesta da parte del Presidente della Repubblica di una verifica di costituzionalità della norma, si è espressa verso l'incompatibilità della fee del 20%. La decisione della Suprema Corte che ha pertanto dichiarato la legge incostituzionale è stata pubblicata nella gazzetta n. 65 del 6 agosto 2014 con entrata in vigore tre giorni dopo la pubblicazione. Il provvedimento non ha effetti retroattivi.

### **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. 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. 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 2014<sup>15</sup>. 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'11,1% (per il 2015 dal 16% 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.

<sup>15</sup> 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".

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.

## 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.

ANNO 2014	RISULTATI ECONOMICI	1° SEMESTRE	
		2015	2014
349	<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	<b>199</b>	<b>189</b>
267	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	<b>157</b>	<b>149</b>
(137)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI <sup>(1)</sup>	(66)	(65)
131	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	<b>91</b>	<b>84</b>
38	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	48	13
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI <sup>(2)</sup></b>			
1.701	<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>1.682</b>	<b>1.794</b>
636	PATRIMONIO NETTO	694	652
1.065	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE	988	1.142
1.120	<i>DI CUI PROJECT FINANCING NON RECOURSE <sup>(3)</sup></i>	1.035	1.101
76%	<b>EBITDA MARGIN% <sup>(4)</sup></b>	<b>79%</b>	<b>79%</b>

(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  
(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 adjusted tra i diversi settori geografici del business Rinnovabili è la seguente:

ANNO 2014	MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI	1° SEMESTRE	
		2015	2014
233	ITALIA	138	131
12	GERMANIA	6	7
8	FRANCIA	5	5
4	BULGARIA (50%)	3	2
10	ROMANIA (50%)	5	5
267	<b>TOTALE</b>	<b>157</b>	<b>149</b>

I ricavi consolidati registrati nel primo semestre del 2015 risultano superiori a quelli del primo semestre 2014, prevalentemente grazie alle maggiori produzioni del periodo, in particolare in Italia e Bulgaria, oltre che a seguito dei maggiori ricavi unitari in Italia.

Per quanto riguarda l'incremento dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di ces-

sione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 46,2 Euro/MWh, in linea con il valore di 45,8 Euro/MWh registrato nell'analogo periodo del 2014, ed inferiore al prezzo unico nazionale (49,8 Euro/MWh) a seguito della specifica ripartizione geografica degli impianti ERG, concentrati nel Sud Italia. L'incremento dei prezzi di vendita è dovuto all'incremento del valore stimato dei "certificati verdi", pari a 100,5 Euro/MW, in aumento rispetto al valore di 97,7 Euro/MWh stimato nel primo semestre del 2014, alla luce del sistema di incentivazione che compensa le variazioni di prezzo dell'energia elettrica. 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 146,7 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 143,5 Euro/MWh del 2014.

Il ricavo medio unitario dei parchi esteri nel primo semestre del 2015 è stato pari a circa 86,8 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 90,9 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 primo semestre 2015 è pari complessivamente a 157 milioni, in ulteriore crescita rispetto ai 149 milioni del primo semestre 2014. Più in dettaglio, l'incremento è riconducibile ai migliori risultati registrati dai parchi eolici italiani, grazie alle maggiori produzioni e a maggiori ricavi unitari, mentre il contributo dei parchi esteri è risultato complessivamente in linea con l'analogo periodo del 2014, grazie ai migliori risultati in Bulgaria che hanno sostanzialmente compensato i minori risultati registrati in Germania.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 79%, in linea con il valore registrato nel primo semestre 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 per un importo di circa 5 milioni (impatto negativo di 1 milione nel 2015), mentre nel 2015 si attesta su un valore assoluto molto elevato, anche grazie alle efficienze in termini di costi derivanti dalle accresciute dimensioni aziendali ed al processo di internalizzazione delle attività di O&M.

ANNO 2014	POTENZA INSTALLATA (MW)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
<b>1.087</b>	<b>ITALIA</b>	<b>1.087</b>	<b>1.087</b>
	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
<b>254</b>	<b>ESTERO</b>	<b>296</b>	<b>254</b>
	DI CUI		
86	GERMANIA	86	86
64	FRANCIA	64	64
27	BULGARIA (50%)	27	27
77	ROMANIA (50%)	77	77
N.A.	POLONIA	42	N.A.
<b>1.341</b>	<b>POTENZA INSTALLATA COMPLESSIVA A FINE PERIODO <sup>(1)</sup></b>	<b>1.383</b>	<b>1.341</b>

(1) potenza impianti in esercizio a fine periodo



La potenza in esercizio al 30 giugno 2015 è pari a 1.383 MW, in aumento di 42 MW rispetto al dato sia al 31 dicembre 2014 che al 30 giugno 2014, a seguito del sostanziale completamento del parco eolico di Radziejov in Polonia, che fornirà il contributo in termini di produzioni e risultati economici nel secondo semestre del 2015.

ANNO 2014	PRODUZIONI (GWH)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
<b>2.051</b>	<b>ITALIA</b>	<b>1.181</b>	<b>1.128</b>
	DI CUI		
453	CAMPANIA	255	246
249	CALABRIA	139	138
502	PUGLIA	286	267
163	MOLISE	96	88
173	BASILICATA	106	92
313	SICILIA	187	186
198	SARDEGNA	113	111
0	ALTRE	0	0
<b>529</b>	<b>ESTERO</b>	<b>301</b>	<b>280</b>
	DI CUI		
144	GERMANIA	82	77
122	FRANCIA	71	72
67	BULGARIA (50%)	45	32
196	ROMANIA (50%)	103	99
<b>2.580</b>	<b>PRODUZIONI COMPLESSIVE PARCHI</b>	<b>1.482</b>	<b>1.408</b>

Nel primo semestre del 2015 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 1.482 GWh, in crescita rispetto al primo semestre 2014 (1.408 GWh), con una produzione in aumento circa del 5% in Italia (da 1.128 GWh a 1.181 GWh) e del 7% all'estero (da 280 GWh a 301 GWh).

L'incremento in Italia è legato a condizioni anemologiche superiori a quelle del primo semestre 2014, che erano risultate molto inferiori alla media storica; è stata registrata una maggiore ventosità in tutte le Regioni, in particolare in Basilicata, Molise e Puglia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 21 GWh è attribuibile alla crescita delle produzioni in Bulgaria ed in misura minore in Germania e Romania; sostanzialmente stabili le produzioni in Francia.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i load factor degli impianti eolici per le principali aree geografiche; tale dato, stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli esercizi, fornisce una misura del livello di produzione dei vari parchi in termini relativi, ed è influenzato, oltre che dalle caratteristiche dei parchi e dalle condizioni anemologiche nel periodo considerato, anche dal livello di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

ANNO 2014	LOAD FACTOR (%)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
<b>22%</b>	<b>ITALIA</b>	<b>25%</b>	<b>24%</b>
	DI CUI		
22%	CAMPANIA	25%	24%
24%	CALABRIA	27%	26%
23%	PUGLIA	26%	25%
23%	MOLISE	28%	26%
22%	BASILICATA	27%	24%
18%	SICILIA	22%	22%
20%	SARDEGNA	23%	23%
N.A.	ALTRE	N.A.	N.A.
<b>24%</b>	<b>ESTERO</b>	<b>27%</b>	<b>25%</b>
	DI CUI		
19%	GERMANIA	22%	21%
22%	FRANCIA	25%	26%
28%	BULGARIA (50%)	38%	27%
29%	ROMANIA (50%)	31%	30%
<b>22%</b>	<b>LOAD FACTOR<sup>(1)</sup></b>	<b>25%</b>	<b>24%</b>

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

Il load factor complessivo del primo semestre del 2015, pari al 25%, è risultato lievemente superiore a quello del 2014, a seguito delle migliori condizioni anemologiche generali riscontrate sia in Italia (con eccezione delle isole maggiori), con un load factor in aumento dal 24% al 25%, che all'estero, dove il load factor è passato dal 25% al 27% grazie in particolare agli ottimi risultati riscontrati in 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 di Euro realizzando 208 MW di cui:

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

diventando uno dei principali player in entrambi i mercati.

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), anch'esso si trova nella regione di Dobrich, è pienamente operativo da marzo 2012.

In Romania il parco eolico di Gebeleisis (70 MW) si trova nella regione di Galati ed è pienamente operativo da febbraio 2013 mentre il parco eolico di Topolog (84 MW), nella regione di Tulcea è pienamente operativo da dicembre 2013.

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.

ANNO 2014		1° SEMESTRE	
		2015	2014
<b>28</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI</b>	<b>17</b>	<b>14</b>
(16)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(8)	(8)
<b>12</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI</b>	<b>9</b>	<b>6</b>
4	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	–	5
	<b>POTENZA INSTALLATA</b>		
54	BULGARIA	54	54
154	ROMANIA	154	154

Il margine operativo lordo del primo semestre 2015 è stato pari a circa 17 milioni, in aumento rispetto a quello registrato nel 2014 (14 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni nel periodo, in particolare in Bulgaria.

Si segnala che l'indebitamento finanziario netto di LUKERG Renew al 30 giugno 2015 risulta pari a 268 milioni, in diminuzione rispetto ai 277 milioni al 31 dicembre 2014. La quota a medio-lungo termine ammonta a 267 milioni di cui circa 144 relativi a project finance e 123 a finanziamenti verso i soci.

## POWER

### MERCATO DI RIFERIMENTO

ANNO 2014	MERCATO ELETTRICO ITALIA <sup>(1)</sup> (GWH)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
309.006	DOMANDA	153.239	153.680
2.254	CONSUMO POMPAGGI	944	1.359
43.703	IMPORT/EXPORT	22.939	22.251
267.557	PRODUZIONE INTERNA <sup>(2)</sup>	131.244	132.788
	DI CUI		
165.684	TERMOELETTRICA	83.184	79.881
101.873	RINNOVABILE	48.060	52.907
	<b>PREZZI DI CESSIONE (EURO/MWH)</b>		
52,1	PUN <sup>(3)</sup>	49,8	49,5

(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 elettrica<sup>16</sup> del sistema elettrico nazionale nel primo semestre 2015 è stata pari a 153,2 TWh, in linea con i valori registrati nel primo semestre 2014. Per quanto riguarda la Sicilia, zona di mercato di riferimento per il settore Power del Gruppo ERG, nei primi sei mesi del 2015 si è registrato un fabbisogno di circa 9,4 TWh, in contrazione dell'1,6% rispetto allo stesso periodo del 2014.

Nel primo semestre del 2015 la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 131,2 TWh, in calo dell'1,2% rispetto al primo semestre 2014, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 22,9 TWh (+3,1% rispetto al 2014). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 63% da centrali termoelettriche e per il restante 37% da fonti rinnovabili. Rispetto al primo semestre 2014 si evidenzia un incremento delle produzioni da fonte termoelettrica (+4%) ed un minor contributo delle fonti rinnovabili (-9%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione idroelettrica (-23%), compensato parzialmente dagli incrementi delle altre fonti, in particolare eolico (+10%) e fotovoltaico (+10%).

Il valore medio del PUN nel primo semestre del 2015 si è attestato a 49,8 Euro/MWh, in aumento dello 0,7% rispetto al valore rilevato nel primo semestre del 2014 (49,5 Euro/MWh).

### EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO: L'EMENDAMENTO MUCCHETTI

L'art. 23, comma 3-bis 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.

<sup>16</sup> Include le perdite rete e al netto dell'energia elettrica destinata ai pompaggi.

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 circa compensato 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, è stimato essere la fine del corrente anno, sulla base di comunicazioni rese da Terna il 30 aprile 2015 ai sensi della menzionata Delibera AEEGSI n. 667/2014/R/EEL.

Conseguentemente, 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.

L'incasso del predetto acconto è atteso 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.

ANNO 2014 PROFORMA	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
679	<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	302	345
100	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	52	47
(29)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI <sup>(1)</sup>	(15)	(14)
71	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	37	33
13	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	3	6
15%	<b>EBITDA MARGIN %</b>	17%	14%

(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 ENERGIA ELETTRICA <sup>(1)</sup>

### FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)

ANNO 2014 PROFORMA		1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
2.622	ERG POWER GENERATION - PRODUZIONE	1.211	1.185
3.529	ERG POWER GENERATION - ACQUISTI	2.296	1.754
<b>6.151</b>	<b>TOTALE</b>	<b>3.507</b>	<b>2.939</b>

### IMPIEGHI DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)

ANNO 2014 PROFORMA		1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
532	EE VENDUTA A CLIENTI SITO PRIOLO	253	270
2.015	EE VENDUTA A IREN	999	999
3.604	EE VENDUTA WHOLESALE	2.255	1.670
<b>6.151</b>	<b>TOTALE</b>	<b>3.507</b>	<b>2.939</b>

(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 e sui mercati, a pronti e a termine. I valori comparativi del 2014 che nelle precedenti relazioni rappresentavano il saldo netto dell'energia comprata e rivenduta sui mercati wholesale, sono stati coerentemente riclassificati. Sono invece escluse nei dati sopra indicati le vendite dell'energia eolica acquistata dalle controllate del settore rinnovabili

### BUSINESS UNIT POWER GENERATION

Nel corso del primo semestre del 2015 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è risultata pari a 1.211 GWh, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2014 (1.185 GWh). La fornitura netta<sup>17</sup> di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è stata pari a circa 388 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 447 migliaia di tonnellate nel primo semestre 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 primo semestre del 2015 è risultato pari a 52 milioni, in aumento di circa 4 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), compensata 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.

L'incremento dei risultati è ascrivibile al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Nel primo semestre 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 S.r.l.

<sup>17</sup> 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.

I risultati positivi, seppure in un contesto di scenario di mercato Italia ancora in sofferenza per gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas, 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. Inoltre i risultati beneficiano dell'attività di Energy Management sui mercati, anche attraverso la vendita dell'energia prodotta dagli impianti eolici di ERG Renew in Italia.

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.

## INVESTIMENTI

Nel primo semestre 2015 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 52 milioni (19 milioni nel primo semestre 2014 proforma) di cui 51 milioni relativi ad immobilizzi materiali (17 milioni nel primo semestre 2014 proforma) e 1 milione ad immobilizzi immateriali (2 milioni nel primo semestre 2014 proforma).

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

ANNO 2014 PROFORMA	(MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
38	RINNOVABILI <sup>(1)</sup>	48	13
13	POWER	3	6
3	CORPORATE	1	1
<b>53</b>	<b>TOTALE</b>	<b>52</b>	<b>19</b>

(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 fornirà il contributo in termini di produzioni e risultati economici nel secondo semestre dell'esercizio in corso.

Nel corso del semestre è stata inoltre avviata la realizzazione di altri due parchi sempre in Polonia: il parco di Szydłowo 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 aerogeneratori 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 oltre 80 MW, tutti realizzati direttamente da ERG Renew. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

### 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 in Italia. 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 joint venture, operativa dal 1° ottobre 2010.

ANNO 2014	RISULTATI ECONOMICI (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
<b>93</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	<b>53</b>	<b>25</b>
(87)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(41)	(43)
<b>6</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup></b>	<b>12</b>	<b>(18)</b>
<b>(10)</b>	<b>RISULTATO NETTO A VALORI CORRENTI <sup>(2)</sup></b>	<b>(3)</b>	<b>(17)</b>
66	INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	25	31
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>			
532	CAPITALE INVESTITO NETTO	535	636
252	PATRIMONIO NETTO	280	363
252	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO TOTALE	255	273

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +34 nel primo semestre 2015 (+1 nel primo semestre 2014 e -135 nel 2014) e non includono poste non caratteristiche pari a circa +7 nel primo semestre 2015, -1 nel primo semestre 2014 e +8 nel 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

Il margine operativo lordo del primo semestre 2015 è pari a circa 53 milioni, in forte miglioramento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno.

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati, pur in presenza di una domanda che si è mantenuta allo stesso livello del 2014 e con dei margini di mercato in calo, sono stati 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. Tale processo efficientamento e di ristrutturazione della rete carburanti 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. Al 30 giugno 2015 la Rete TotalErg in Italia è costituita da 2.654 impianti (di cui 1.677 sociali e 977 convenzionati), rispetto ai 2.892 al 30 giugno 2014 e ai 2.701 al 31 dicembre 2014. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti.

TotalErg opera 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. TotalErg opera anche nel mercato delle Specialties tramite la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL. In questi settori il risultato

economico del semestre è sostanzialmente in linea con quello dello 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 registrati nel primo semestre del 2014. La Raffineria Sarpom di Trecate, situata in una delle aree nazionali con maggiore intensità di consumi, ha 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.

## MARGINI E LAVORAZIONI

ANNO 2014	MARGINI UNITARI DI CONTRIBUZIONE A VALORI CORRENTI <sup>(1)</sup>	1° SEMESTRE	
		2015	2014
0,56	\$/BARILE	2,92	(0,21)
0,42	EURO/BARILE	2,61	(0,15)
3,2	EURO/TONNELLATA <sup>(2)</sup>	19,4	(1,1)
<b>1.275</b>	<b>VOLUMI LAVORATI <sup>(3)</sup> (KTONS)</b>	<b>775</b>	<b>683</b>

(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 7,413 nel primo semestre 2015, 7,483 nel primo semestre 2014 e 7,486 nell'anno 2014.  
(3) Volumi lavorati presso la Raffineria Sarpom (Trecate)

I margini unitari di contribuzione del primo semestre del 2015 sono risultati decisamente superiori a quelli molto depressi registrati nel primo semestre 2014, in concomitanza con uno scenario favorevole legato anche al forte calo delle quotazioni del greggio.

Le lavorazioni effettuate nel primo semestre del 2015 ammontano a 775 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 683 migliaia lavorate nello stesso periodo dell'anno precedente.

Per quanto riguarda il polo logistico risultato dalla conversione della Raffineria di Roma, ha raggiunto la configurazione target grazie alla quale è possibile 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 primo semestre 2015 è risultato in crescita del 20% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (dato "normalizzato" per neutralizzare l'effetto maltempo straordinario che si era verificato a inizio 2014).

## INVESTIMENTI

Nel primo semestre del 2015 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 25 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2014 (31 milioni).

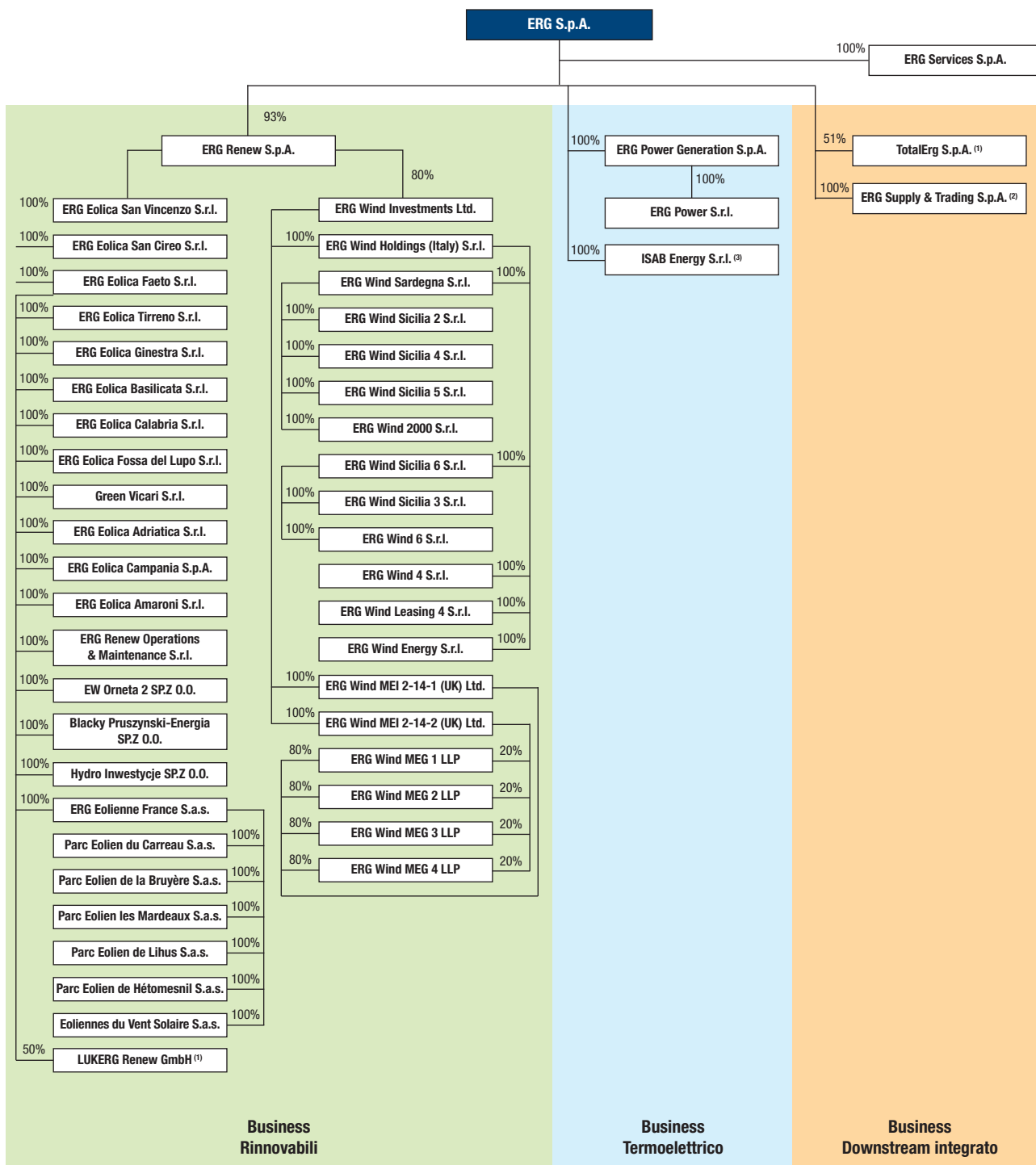
La maggior parte di tali investimenti (circa il 68%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc.), e le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. 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 giugno 2015.

Rispetto al 31 dicembre 2014 si segnala che in data 1° gennaio 2015 ha avuto efficacia la fusione di ISAB Energy Services S.r.l. nella controllante ERG Power Generation S.p.A. Si segnala inoltre nel periodo l'acquisizione delle società non ancora operative Hydro Inwestycje SPZ O.O. (19 febbraio 2015) e Blachy Pruszyński-Energia SPZ O.O. (11 marzo 2015).



(1) Società valutate col metodo del patrimonio netto

(2) Si segnala che in data 1° luglio 2015 ha assunto efficacia reale la fusione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A. con efficacia contabile e fiscale retroattiva dal 1° gennaio 2015

(3) 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 sopradescritto, permettendo quindi il confronto dei valori economici a perimetro costante.

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

ANNO 2014 PROFORMA	CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
998,9	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	484,1	518,9
25,7	ALTRI RICAVI E PROVENTI	5,8	8,5
<b>1.024,6</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>489,9</b>	<b>527,3</b>
(491,6)	COSTI PER ACQUISTI E VARIAZIONI DELLE RIMANENZE	(211,7)	(251,1)
(220,2)	COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI	(93,8)	(108,6)
<b>312,9</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>184,4</b>	<b>167,6</b>
(160,0)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI	(77,4)	(76,4)
(59,6)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	(27,3)	(26,4)
(65,0)	PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	13,1	(5,8)
<b>28,2</b>	<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>92,8</b>	<b>59,0</b>
(44,1)	IMPOSTE SUL REDDITO	(19,2)	(21,9)
<b>(15,9)</b>	<b>RISULTATO D'ESERCIZIO</b>	<b>73,6</b>	<b>37,1</b>
(2,9)	RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	(3,4)	(2,8)
<b>(18,7)</b>	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>	<b>70,1</b>	<b>34,3</b>

### RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

I ricavi nel primo semestre 2015 sono pari a 484 milioni rispetto ai 519 milioni del primo semestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento dei ricavi dell'**Energia – Rinnovabili** rispetto al primo semestre 2014 legato prevalentemente alle maggiori produzioni del periodo;
- 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 comprendono i costi per l'acquisto di gas, utilities e di vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di Energy Management.

La voce risulta in diminuzione (-39 milioni) rispetto ai dati 2014 proforma principalmente a

seguito dei minori costi d'acquisto correlati alla fermata dell'impianto CCGT e al minor costo del 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.

La voce risulta in diminuzione (-14 milioni) rispetto ai dati 2014 proforma.

### **AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI**

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici ed all'impianto CCGT e risultano sostanzialmente allineati a quelli del primo semestre 2014 proforma.

### **PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI**

Gli oneri finanziari netti nel primo semestre 2015 sono pari a 27 milioni, rispetto ai 26 milioni registrati nel primo semestre 2014 proforma. L'incremento è imputabile principalmente ai minori proventi da cash management parzialmente compensati dai minori interessi passivi bancari sia a breve che a medio-lungo termine a seguito della riduzione del debito per il progressivo rimborso delle rate. Il decremento dei proventi finanziari è dovuto alla significativa riduzione dei tassi di mercato, con relativa contrazione dei rendimenti su attività risk-free, 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 5 milioni (8 milioni nel 2014) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 32 milioni (35 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 primo semestre 2014 includeva proventi derivanti da differenze cambio per circa 1 milione.

### **PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI**

La voce nel primo semestre 2015 riflette principalmente i risultati delle joint venture TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew GmbH valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'incremento rispetto al primo semestre 2014 riflette il miglioramento dei risultati di TotalErg S.p.A.

### **IMPOSTE SUL REDDITO**

Le imposte sul reddito nel primo semestre del 2015 sono pari a 19 milioni (22 milioni nel primo semestre 2014 proforma).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 21% (37% nel primo semestre 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 28% (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 del primo semestre 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 S.r.l. ed ISAB Energy Services S.r.l. 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 S.r.l. perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply & Trading S.p.A., fusa in ERG S.p.A. in data 1° luglio 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 S.r.l. ed ISAB Energy Services S.r.l., ERG Oil Sicilia S.r.l. ed ERG Supply & Trading S.p.A. 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.

### 1° SEMESTRE 2014 PROFORMA

	1° SEMESTRE 2014	ERG OIL SICILIA	ISAB ENERGY E ISAB ENERGY SERVICES	ERG SUPPLY & TRADING	INTERCOMPANY	1° SEMESTRE 2014 PROFORMA
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	823	(63)	(285)	–	44	519
ALTRI RICAVI E PROVENTI	609	(1)	(596)	(6)	2	8
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.432</b>	<b>(64)</b>	<b>(881)</b>	<b>(6)</b>	<b>46</b>	<b>527</b>
COSTI PER ACQUISTI	(509)	54	134	80	(11)	(251)
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE	86	–	–	(85)	–	–
COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI	(555)	8	489	9	(35)	(85)
COSTI DEL LAVORO	(38)	–	12	1	–	(24)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>417</b>	<b>(2)</b>	<b>(245)</b>	<b>(2)</b>	<b>–</b>	<b>168</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI	(104)	2	25	–	–	(76)
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>313</b>	<b>–</b>	<b>(220)</b>	<b>(2)</b>	<b>–</b>	<b>91</b>
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	(29)	–	–	2	–	(26)
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	(6)	–	–	–	–	(6)
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>279</b>	<b>–</b>	<b>(220)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>59</b>
IMPOSTE SUL REDDITO	(138)	–	115	1	–	(22)
<b>RISULTATO PRIMA DEGLI INTERESSI DI TERZI</b>	<b>141</b>	<b>–</b>	<b>(105)</b>	<b>1</b>	<b>–</b>	<b>37</b>
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	(25)	–	22	–	–	(3)
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>	<b>116</b>	<b>–</b>	<b>(83)</b>	<b>1</b>	<b>–</b>	<b>34</b>

## ANNO 2014 PROFORMA

CONTO ECONOMICO REPORTED	ANNO 2014	ERG OIL SICILIA	ISAB ENERGY E ISAB ENERGY SERVICES	ERG SUPPLY & TRADING	INTERCOMPANY	ANNO 2014 PROFORMA
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	1.369	(124)	(299)	–	52	999
ALTRI RICAVI E PROVENTI	629	(1)	(595)	(11)	4	26
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.999</b>	<b>(125)</b>	<b>(894)</b>	<b>(11)</b>	<b>56</b>	<b>1.025</b>
COSTI PER ACQUISTI	(714)	104	136	(8)	(11)	(493)
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE	(15)	1	–	16	–	2
COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI	(659)	16	492	19	(45)	(177)
COSTI DEL LAVORO	(634)	1	17	3	–	(43)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>547</b>	<b>(2)</b>	<b>(250)</b>	<b>18</b>	<b>–</b>	<b>313</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI	(188)	4	23	–	–	(160)
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>359</b>	<b>2</b>	<b>(227)</b>	<b>18</b>	<b>–</b>	<b>153</b>
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	(66)	–	(1)	8	–	(60)
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	(65)	–	–	–	–	(65)
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>228</b>	<b>2</b>	<b>(228)</b>	<b>26</b>	<b>–</b>	<b>28</b>
IMPOSTE SUL REDDITO	(156)	–	119	(7)	–	(44)
<b>RISULTATO PRIMA DEGLI INTERESSI DI TERZI</b>	<b>73</b>	<b>1</b>	<b>(109)</b>	<b>19</b>	<b>–</b>	<b>(16)</b>
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	(25)	–	22	–	–	(3)
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>	<b>48</b>	<b>1</b>	<b>(87)</b>	<b>19</b>	<b>–</b>	<b>(19)</b>

Si ricorda che nel 2014 i ricavi delle attività di Supply & Trading (2.096 milioni nel primo semestre 2014 e 3.829 milioni nell'anno 2014) erano esposti al netto dei costi per acquisti.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

30/06/2014	STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (MILIONI DI EURO)	30/06/2015	31/12/2014
2.272,4	CAPITALE IMMOBILIZZATO	2.114,1	2.120,3
345,2	CAPITALE CIRCOLANTE OPERATIVO NETTO	200,3	189,6
(3,9)	TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO	(4,1)	(4,7)
909,9	ALTRE ATTIVITÀ	342,9	344,3
(673,7)	ALTRE PASSIVITÀ	(517,1)	(600,5)
<b>2.849,8</b>	<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>2.136,0</b>	<b>2.049,0</b>
1.760,4	PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO	1.682,4	1.671,5
48,6	PATRIMONIO NETTO DI TERZI	51,5	47,4
1.040,8	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	402,1	330,1
<b>2.849,8</b>	<b>MEZZI PROPRI E DEBITI FINANZIARI</b>	<b>2.136,0</b>	<b>2.049,0</b>

Al 30 giugno 2015 il capitale investito netto ammonta a 2.136 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 19% (16% al 31 dicembre 2014).

### CAPITALE IMMOBILIZZATO

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La variazione include i nuovi investimenti in Polonia 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 a 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 civili-stici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni, cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi ed oneri, ai debiti per IVA.



## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

30/06/2014	RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO (MILIONI DI EURO)	30/06/2015	31/12/2014
1.341,8	INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE	1.206,2	1.313,9
(301,0)	INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE	(804,1)	(983,8)
<b>1.040,8</b>	<b>TOTALE</b>	<b>402,1</b>	<b>330,1</b>

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

30/06/2014	INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE (MILIONI DI EURO)	30/06/2015	31/12/2014
77,8	DEBITI VERSO BANCHE A MEDIO-LUNGO TERMINE	-	13,6
(63,7)	QUOTA CORRENTE MUTUI E FINANZIAMENTI	-	(13,6)
169,5	DEBITI FINANZIARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	154,7	181,1
<b>183,6</b>	<b>TOTALE</b>	<b>154,7</b>	<b>181,1</b>
1.289,0	TOTALE PROJECT FINANCING	1.197,2	1.297,3
(130,8)	QUOTA CORRENTE PROJECT FINANCING	(145,8)	(164,5)
<b>1.158,3</b>	<b>PROJECT FINANCING A MEDIO-LUNGO TERMINE</b>	<b>1.051,4</b>	<b>1.132,8</b>
<b>1.341,8</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.206,2</b>	<b>1.313,9</b>

I debiti finanziari a medio-lungo termine includono le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 155 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014).

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

- finanziamenti per 1.035 milioni erogati a società del settore Energia - Rinnovabili per la costruzione di parchi eolici di cui 567 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind;
- 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, al 30 giugno 2015 pari a 107 milioni, 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:

30/06/2014	INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE (MILIONI DI EURO)	30/06/2015	31/12/2014
303,7	DEBITI VERSO BANCHE A BREVE TERMINE	116,4	60,3
63,7	QUOTA CORRENTE MUTUI E FINANZIAMENTI	–	13,6
2,8	ALTRI DEBITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	4,9	6,0
<b>370,2</b>	<b>PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE</b>	<b>121,3</b>	<b>79,8</b>
(670,9)	DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(941,8)	(1.047,3)
(45,8)	TITOLI E ALTRI CREDITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	(29,7)	(58,8)
<b>(716,7)</b>	<b>ATTIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE</b>	<b>(971,5)</b>	<b>(1.106,1)</b>
130,8	PROJECT FINANCING A BREVE TERMINE	145,8	164,5
(85,2)	DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(99,8)	(122,0)
<b>45,5</b>	<b>PROJECT FINANCING</b>	<b>46,0</b>	<b>42,5</b>
<b>(301,0)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(804,1)</b>	<b>(983,8)</b>

Gli altri debiti finanziari comprendono principalmente debiti verso società del Gruppo non consolidate.

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 principalmente allo smobilizzo di depositi di liquidità presso clearing house a seguito dell'uscita dal Business Supply & Trading.

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

ANNO 2014	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO (MILIONI DI EURO)	1° SEMESTRE	
		2015	2014
292,1	FLUSSO DI CASSA DELLA GESTIONE CORRENTE RETTIFICATO <sup>(1)</sup>	140,1	177,3
(52,1)	PAGAMENTO DI IMPOSTE SUL REDDITO	(98,8)	(17,8)
57,9	VARIAZIONE CIRCOLANTE OPERATIVO NETTO	(11,0)	(66,5)
46,5	ALTRE VARIAZIONI DELLE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DI ESERCIZIO	13,7	30,5
<b>344,4</b>	<b>TOTALE</b>	<b>44,0</b>	<b>123,5</b>
	<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO</b>		
(31,6)	INVESTIMENTI NETTI IN IMMOBIL. MATERIALI ED IMMATERIALI	(50,6)	1,2
13,8	INVESTIMENTI NETTI IN IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE	0,5	(12,4)
0,0	CONGUAGLIO PREZZO DI CESSIONE ERG OIL SICILIA	(0,5)	-
515,0	INCASSO PER RISOLUZIONE CONVENZIONE CIP6	-	-
<b>497,3</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(50,6)</b>	<b>(11,3)</b>
	<b>FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO</b>		
(164,9)	DIVIDENDI DISTRIBUITI	(71,4)	(164,9)
(202,5)	ALTRE VARIAZIONI PATRIMONIO	12,9	(180,7)
<b>(367,4)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(58,5)</b>	<b>(345,6)</b>
<b>3</b>	<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO <sup>(2)</sup></b>	<b>(6,9)</b>	<b>-</b>
<b>477,4</b>	<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(72,0)</b>	<b>(233,3)</b>
<b>807,5</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE</b>	<b>330,1</b>	<b>807,5</b>
<b>(477,4)</b>	<b>VARIAZIONE DEL PERIODO</b>	<b>72,0</b>	<b>233,3</b>
<b>330,1</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE</b>	<b>402,1</b>	<b>1.040,8</b>

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

(2) la variazione dell'area di consolidamento nel primo semestre 2015 si riferisce al consolidamento integrale di Hydro Inwestycje SPZ. O.O. e della società Blachy Pruszyński-Energia SPZ O.O.

L'incremento dell'indebitamento di 72 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 è principalmente dovuto al pagamento delle imposte per circa 100 milioni, inclusive della componente straordinaria legata ai proventi derivanti dall'estinzione anticipata del CIP 6, alla distribuzione dei dividendi (71 milioni) e agli investimenti del semestre (52 milioni), 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**<sup>18</sup> 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 infragrupo.

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.

---

<sup>18</sup> 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

ANNO 2014 PROFORMA	MARGINE OPERATIVO LORDO	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
312,8	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ATTIVITÀ CONTINUE</b>	<b>184,4</b>	<b>167,6</b>
–	ESCLUSIONE UTILI / PERDITE SU MAGAZZINO	–	–
	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE:		
	<b>CORPORATE</b>		
–	– SVALUTAZIONE CERTIFICATI AMBIENTALI	2,6	–
6,4	– ONERI ACCESSORI OPERAZIONI STRAORDINARIE	–	8,2
0,2	– ONERI ACCESSORI ALTRE OPERAZIONI	0,9	–
8,7	– ONERI PER RIORGANIZZAZIONE SOCIETARIA	–	–
	<b>POWER</b>		
–	– ONERI PER RIORGANIZZAZIONE SOCIETARIA (MOBILITÀ POWER GENERATION)	0,9	–
	<b>RINNOVABILI</b>		
0,4	– ONERI ACCESSORI OPERAZIONI STRAORDINARIE	0,6	–
<b>328,6</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI</b>	<b>189,3</b>	<b>175,8</b>
14,0	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	8,4	6,9
<b>342,6</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>197,6</b>	<b>182,7</b>
ANNO 2014 PROFORMA	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
(160,0)	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI ATTIVITÀ CONTINUE</b>	<b>(77,4)</b>	<b>(76,4)</b>
(160,0)	<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI</b>	<b>(77,4)</b>	<b>(76,4)</b>
(7,9)	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(3,9)	(3,9)
(167,9)	<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>(81,3)</b>	<b>(80,3)</b>
ANNO 2014 PROFORMA	RISULTATO OPERATIVO NETTO	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
168,6	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI</b>	<b>111,9</b>	<b>99,4</b>
6,1	CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	4,4	3,0
174,7	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>116,3</b>	<b>102,4</b>

ANNO 2014 PROFORMA	RISULTATO NETTO DI GRUPPO	1° SEMESTRE	
		2015	2014 PROFORMA
<b>47,8</b>	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>	<b>70,1</b>	<b>116,2</b>
(66,5)	ESCLUSIONE CONTRIBUTO RISULTATI "DISCONTINUED OPERATIONS"	0,0 <sup>(1)</sup>	(81,9)
<b>(18,7)</b>	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO DELLE ATTIVITÀ CONTINUE</b>	<b>70,1</b>	<b>34,3</b>
45,5	ESCLUSIONE UTILI / PERDITE SU MAGAZZINO	(11,8)	(0,1)
	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE:		
–	CONGUAGLIO CESSIONE ERG OIL SICILIA	0,5 <sup>(1)</sup>	–
5,0	ESCLUSIONE STRALCIO EFFETTO ROBIN TAX SU ANTICIPATE E DIFFERITE	(2,9)	–
4,6	ESCLUSIONE ALTRI PROVENTI (ONERI) ACCESSORI SU ISAB ENERGY ED ISAB ENERGY SERVICES	–	4,2
–	ESCLUSIONE ONERI ACCESSORI OPERAZIONI STRAORDINARIE	0,6	–
14,6	ESCLUSIONE POSTE NON CARATTERISTICHE TOTALERG	(2,6)	0,2
(2,0)	ESCLUSIONE PER CONTRIBUTI ED ALTRI PROVENTI (ONERI) ANNI PRECEDENTI	–	–
(3,5)	ESCLUSIONE CONTRIBUTO L. 488 ERG S.P.A.	–	–
2,9	ESCLUSIONE DIFFERENZE CAMBIO EX DIV. REFINING & MARKETING	–	–
–	ESCLUSIONE SVALUTAZIONE CERTIFICATI AMBIENTALI	1,9	–
0,2	ESCLUSIONE ONERI ACCESSORI ALTRE OPERAZIONI	0,4	1,5
11,6	ESCLUSIONE ONERI PER RIORGANIZZAZIONE SOCIETARIA	0,6	–
<b>60,3</b>	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI <sup>(2)</sup></b>	<b>56,8</b>	<b>40,0</b>

(1) si precisa che la posta "conguaglio cessione ERG Oil Sicilia" ai fini della presente riconduzione è indicata tra le poste non caratteristiche anziché come discontinued operations

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

Si evidenzia che le poste non caratteristiche di TotalErg si riferiscono principalmente 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

30/06/2014 PROFORMA		30/06/2015	31/12/2014 PROFORMA
<b>1.040,8</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>402,1</b>	<b>330,1</b>
53,8	POSIZIONE FINANZIARIA NETTA DI LUKERG RENEW	75,1	79,3
<b>1.094,6</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ADJUSTED</b>	<b>477,1</b>	<b>409,5</b>

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 giugno 2014.

## RICONCILIAZIONE VALORI ADJUSTED PROFORMA 1° SEMESTRE 2014

(MILIONI DI EURO)	ESCLUSIONE CONTRIBUTO 1° SEMESTRE 2014 DI:					1° SEMESTRE 2014 PROFORMA
	1° SEMESTRE 2014	ERG OIL SICILIA	ISAB ENERGY E ISAB ENERGY SERVICES	ERG SUPPLY & TRADING	TOTALERG	
<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>						
RINNOVABILI	189	-	-	-	-	189
POWER	694	-	(285)	-	-	345
DOWNSTREAM INTEGRATO	1.569	(63)	-	-	(1.506)	-
CORPORATE	15	-	-	-	-	9
RICAVI INFRASETTORI	(381)	-	-	-	-	368
<b>TOTALE RICAVI ADJUSTED</b>	<b>2.086</b>	<b>(63)</b>	<b>(285)</b>	<b>-</b>	<b>(1.506)</b>	<b>298</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(1.252)	-	-	-	1.506	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(11)	-	-	-	-	(11)
<b>TOTALE RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	<b>823</b>	<b>(63)</b>	<b>(285)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>						
RINNOVABILI	149	-	-	-	-	149
POWER	147	-	(100)	-	-	47
DOWNSTREAM INTEGRATO	17	(2)	-	(2)	(13)	-
CORPORATE	(14)	-	-	-	-	(14)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>300</b>	<b>(2)</b>	<b>(100)</b>	<b>(2)</b>	<b>(13)</b>	<b>183</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(13)	-	-	-	13	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(7)	-	-	-	-	(7)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI</b>	<b>280</b>	<b>(2)</b>	<b>(100)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>176</b>
UTILI (PERDITE) SU MAGAZZINO	-	-	-	-	-	-
POSTE NON CARATTERISTICHE	137	1	(146)	-	-	(8)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>417</b>	<b>(2)</b>	<b>(245)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>168</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>						
RINNOVABILI	(65)	-	-	-	-	(65)
POWER	(39)	-	25	-	-	(14)
DOWNSTREAM INTEGRATO	(24)	2	-	-	22	-
CORPORATE	(1)	-	-	-	-	(1)
<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>(129)</b>	<b>2</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>(80)</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	22	-	-	-	(22)	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	4	-	-	-	-	4
<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI</b>	<b>(104)</b>	<b>2</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(76)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>						
RINNOVABILI	84	-	-	-	-	84
POWER	108	-	(75)	-	-	33
DOWNSTREAM INTEGRATO	(7)	(0)	-	(2)	9	-
CORPORATE	(15)	-	-	-	-	(15)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>170</b>	<b>(0)</b>	<b>(75)</b>	<b>(2)</b>	<b>9</b>	<b>102</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	9	-	-	-	(9)	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(3)	-	-	-	-	(3)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI</b>	<b>176</b>	<b>(0)</b>	<b>(75)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>99</b>
<b>RISULTATO NETTO</b>						
RISULTATO NETTO	141	-	(105)	1	-	37
<b>DI CUI RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>	<b>116</b>	<b>-</b>	<b>(83)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>34</b>
DI CUI RISULTATO NETTO DI AZIONISTI TERZI	25	-	(22)	-	-	3
<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI</b>	<b>63</b>	<b>(0)</b>	<b>(24)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>40</b>
<b>INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI</b>						
RINNOVABILI	13	-	-	-	-	13
POWER	7	-	(1)	-	-	6
DOWNSTREAM INTEGRATO	16	(0)	-	-	(16)	(0)
CORPORATE	1	-	-	-	-	1
<b>TOTALE INVESTIMENTI ADJUSTED</b>	<b>37</b>	<b>(0)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(16)</b>	<b>19</b>
INVESTIMENTI DI TOTALERG (51%)	(16)	-	-	-	16	-
INVESTIMENTI DI LUKERG RENEW (50%)	(2)	-	-	-	-	(2)
<b>TOTALE INVESTIMENTI</b>	<b>19</b>	<b>(0)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17</b>
<b>NET DEBT</b>						
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ADJUSTED</b>	<b>1.234</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(139)</b>	<b>1.095</b>

## RICONCILIAZIONE VALORI ADJUSTED PROFORMA ANNO 2014

(MILIONI DI EURO)	ESCLUSIONE CONTRIBUTO 1° SEMESTRE 2014 DI:					ANNO 2014 PROFORMA
	ANNO 2014	ERG OIL SICILIA	ISAB ENERGY E ISAB ENERGY SERVICES	ERG SUPPLY & TRADING	TOTALERG	
<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>						
RINNOVABILI	349	-	-	-	-	349
POWER	1.164	-	(299)	-	-	679
DOWNSTREAM INTEGRATO	3.098	(124)	-	-	(2.974)	-
CORPORATE	30	-	-	-	(9)	21
RICAVI INFRASETTORI	(291)	-	-	-	263	(28)
<b>TOTALE RICAVI ADJUSTED</b>	<b>4.350</b>	<b>(124)</b>	<b>(299)</b>	<b>-</b>	<b>(2.974)</b>	<b>1.020</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(2.958)	-	-	-	2.974	(16)
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(22)	-	-	-	-	(22)
<b>TOTALE RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	<b>1.369</b>	<b>(124)</b>	<b>(299)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>999</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>						
RINNOVABILI	267	-	-	-	-	267
POWER	204	-	(104)	-	-	100
DOWNSTREAM INTEGRATO	44	(5)	-	8	(47)	-
CORPORATE	(24)	-	-	-	-	(24)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>491</b>	<b>(5)</b>	<b>(104)</b>	<b>8</b>	<b>(47)</b>	<b>343</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(47)	-	-	-	47	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(14)	-	-	-	-	(14)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO A VALORI CORRENTI</b>	<b>429</b>	<b>(5)</b>	<b>(104)</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>329</b>
POSTE NON CARATTERISTICHE	118	2	(146)	10	-	(16)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>547</b>	<b>(2)</b>	<b>(250)</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>313</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>						
RINNOVABILI	(137)	-	-	-	-	(137)
POWER	(54)	-	25	-	-	(29)
DOWNSTREAM INTEGRATO	(48)	4	-	-	44	(0)
CORPORATE	(2)	-	-	-	-	(2)
<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>(241)</b>	<b>4</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>44</b>	<b>(168)</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	44	-	-	-	(44)	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	8	-	-	-	-	8
<b>AMMORTAMENTI A VALORI CORRENTI</b>	<b>(189)</b>	<b>4</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(160)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>						
RINNOVABILI	131	-	-	-	-	131
POWER	150	-	(79)	-	-	71
DOWNSTREAM INTEGRATO	(5)	(1)	-	8	(3)	(0)
CORPORATE	(27)	-	-	-	-	(27)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI ADJUSTED</b>	<b>249</b>	<b>(1)</b>	<b>(79)</b>	<b>8</b>	<b>(3)</b>	<b>175</b>
CONTRIBUTO 51% DI TOTALERG A VALORI CORRENTI	(3)	-	-	-	3	-
CONTRIBUTO 50% DI LUKERG RENEW A VALORI CORRENTI	(6)	-	-	-	-	(6)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI</b>	<b>240</b>	<b>(1)</b>	<b>(79)</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>169</b>
<b>RISULTATO NETTO</b>						
RISULTATO NETTO	73	1	(109)	19	-	(16)
<b>DI CUI RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>	<b>48</b>	<b>1</b>	<b>(87)</b>	<b>19</b>	<b>-</b>	<b>(19)</b>
DI CUI RISULTATO NETTO DI AZIONISTI TERZI	25	-	(22)	-	-	3
<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO A VALORI CORRENTI</b>	<b>76</b>	<b>(1)</b>	<b>(27)</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>60</b>
<b>INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI</b>						
RINNOVABILI	38	-	-	-	-	38
POWER	14	-	(1)	-	-	13
DOWNSTREAM INTEGRATO	34	(0)	-	(0)	(34)	(0)
CORPORATE	3	-	-	-	-	3
<b>TOTALE INVESTIMENTI ADJUSTED</b>	<b>89</b>	<b>(0)</b>	<b>(1)</b>	<b>(0)</b>	<b>(34)</b>	<b>53</b>
INVESTIMENTI DI TOTALERG (51%)	(34)	-	-	-	34	-
INVESTIMENTI DI LUKERG RENEW (50%)	(2)	-	-	-	-	(2)
<b>TOTALE INVESTIMENTI</b>	<b>54</b>	<b>(0)</b>	<b>(1)</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>	<b>52</b>
<b>NET DEBT</b>						
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ADJUSTED</b>	<b>538</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(129)</b>	<b>409</b>



## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

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.

### 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 125mila 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, valuterà le azioni più opportune da intraprendere entro i termini previsti dalla normativa vigente.

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.

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

### RINNOVABILI

È stata ultimata la costruzione di un nuovo parco eolico in Polonia, della potenza installata di 42 MW, entrato in esercizio a fine giugno 2015, mentre 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.

Proseguono infine le attività volte ad un ulteriore sviluppo della società, attraverso la valutazione di potenziali nuove opportunità di investimento in particolare all'estero, tra le quali si segnala l'acquisto di altri sei parchi in Francia della potenza installata di 63 MW, che consente di raddoppiare la potenza installata nel paese (da 64 MW a 127 MW), oltre che 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.

I risultati del 2015, al termine del quale la potenza installata di ERG Renew sarà aumentata di 165 MW (+12%), sono attesi in crescita, nonostante la ventosità particolarmente scarsa registrata in Italia nel mese di luglio, grazie sia al parziale apporto dei nuovi parchi all'estero che alle ulteriori efficienze derivanti dal proseguimento dell'internalizzazione delle attività di O&M.

### POWER

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 e simili a quelli del 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 di circa 350 milioni (343 milioni nel 2014 proforma).

## **RISCHI E INCERTEZZE RELATIVI ALL'EVOLUZIONE DELLA GESTIONE**

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

Genova, 6 agosto 2015

per il Consiglio di Amministrazione  
Il Presidente  
Edoardo Garrone

A handwritten signature in black ink, consisting of a series of fluid, connected strokes. The signature is positioned below the printed name 'Edoardo Garrone'.



**BILANCIO CONSOLIDATO  
SEMESTRALE ABBREVIATO**

**AL 30 GIUGNO 2015**

# SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	30/06/2015	31/12/2014
ATTIVITÀ IMMATERIALI	1	365.924	372.589
AVVIAMENTO	2	125.488	125.488
IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI	3	1.353.671	1.366.258
PARTECIPAZIONI:	4	171.139	156.335
– VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO		169.818	154.941
– ALTRE PARTECIPAZIONI		1.323	1.399
ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	5	97.848	99.583
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	59.439	60.239
ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE	6	154.372	169.671
ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	7	31.498	33.729
<b>ATTIVITÀ NON CORRENTI</b>		<b>2.299.940</b>	<b>2.323.653</b>
RIMANENZE	8	19.213	49.096
CREDITI COMMERCIALI	9	325.728	438.604
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	4.101	63.139
ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI	10	157.008	140.925
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	45.858	4.527
ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	11	29.672	58.813
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	18.361	17.268
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	12	1.041.584	1.169.359
<b>ATTIVITÀ CORRENTI</b>		<b>1.573.205</b>	<b>1.856.797</b>
<b>ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE</b>		<b>–</b>	<b>–</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>3.873.145</b>	<b>4.180.454</b>
PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO	13	1.682.441	1.671.465
PATRIMONIO NETTO DI TERZI	14	51.467	47.387
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		<b>1.733.908</b>	<b>1.718.852</b>
TRATTAMENTO FINE RAPPORTO	15	4.141	4.727
PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE	16	169.126	179.401
FONDI PER RISCHI ED ONERI NON CORRENTI	17	101.849	101.487
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	18	1.206.164	1.313.904
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	–	–
ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI	19	86.881	95.375
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	–	–
<b>PASSIVITÀ NON CORRENTI</b>		<b>1.568.161</b>	<b>1.694.894</b>
FONDI PER RISCHI ED ONERI CORRENTI	20	51.161	68.018
DEBITI COMMERCIALI	21	144.098	297.670
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	(156)	12.841
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	22	267.160	244.369
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	(65)	237
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	24	108.657	156.651
DI CUI CON PARTI CORRELATE	40	(10.980)	94.558
<b>PASSIVITÀ CORRENTI</b>		<b>571.076</b>	<b>766.708</b>
<b>PASSIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE</b>		<b>–</b>	<b>–</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>3.873.145</b>	<b>4.180.454</b>

# CONTO ECONOMICO <sup>(1)</sup>

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	27	484.847	518.854
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	39	7.259	8.295
ALTRI RICAVI E PROVENTI	28	4.744	8.461
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	39	1.289	355
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME	29	755	270
COSTI PER ACQUISTI	30	(212.469)	(251.409)
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	39	(56)	(2.464)
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	31	(67.747)	(79.370)
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	39	(6.252)	(5)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	38	(4.489)	(4.486)
COSTI DEL LAVORO	32	(25.759)	(29.198)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	38	(398)	(3.729)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ATTIVITÀ CONTINUE</b>		<b>184.371</b>	<b>167.608</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI</b>	33	<b>(77.377)</b>	<b>(76.392)</b>
<b>PROVENTI (ONERI) DA CESSIONE RAMO D'AZIENDA</b>		-	-
PROVENTI FINANZIARI	34	17.144	24.270
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	39	1.143	1.821
ONERI FINANZIARI	34	(44.459)	(50.705)
<i>DI CUI CON PARTI CORRELATE</i>	39	-	(139)
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI</b>	34	<b>(27.315)</b>	<b>(26.435)</b>
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI VALUTATE AL PATRIMONIO NETTO		13.996	(5.698)
ALTRI PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI		(364)	(104)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	38	14.449	-
<b>PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI</b>	35	<b>13.632</b>	<b>(5.802)</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>93.310</b>	<b>58.983</b>
IMPOSTE SUL REDDITO	36	(19.227)	(21.916)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	38	4.426	2.367
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE</b>		<b>74.083</b>	<b>37.067</b>
RISULTATO NETTO DISCONTINUED OPERATIONS	37	(500)	103.955
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	38	(500)	58.636
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>73.583</b>	<b>141.022</b>
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI		(3.444)	(24.839)
<i>DI CUI POSTE NON RICORRENTI</i>	38	(189)	-
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>		<b>70.139</b>	<b>116.183</b>
<b>(EURO)</b>	<b>NOTE</b>	<b>1° SEM. 2015</b>	<b>1° SEM. 2014</b>
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE	42	0,519	0,260
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE DILUITO	42	0,519	0,260
RISULTATO NETTO DI GRUPPO PER AZIONE	42	0,491	0,814
RISULTATO NETTO DI GRUPPO PER AZIONE DILUITO	42	0,491	0,814

(1) Il Conto Economico del primo semestre 2015 non tiene conto dei risultati di ERG Supply & Trading S.p.A., la cui operatività è cessata nel corso del semestre. Il Conto Economico del primo semestre 2014 è rappresentato in applicazione dell'IFRS 5, con l'esclusione dei rami d'azienda di ISAB Energy S.r.l. e ISAB Energy Services S.r.l., costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione, di ERG Oil Sicilia S.r.l. ed ERG Supply and Trading S.p.A. Gli impatti delle esclusioni citate, indicate separatamente alla riga "Risultato netto discontinued operations", sono meglio descritti alla Nota 37 – Risultato netto discontinued operations

## ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

(MIGLIAIA DI EURO)	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>73.583</b>	<b>141.022</b>
<b>VARIAZIONI CHE NON SARANNO RICLASSIFICATE A CONTO ECONOMICO</b>		
VARIAZIONE ATTUARIALE FONDO TFR	(582)	345
IMPOSTE SUL REDDITO RIFERITE ALLA VARIAZIONE ATTUARIALE FONDO TFR	160	(95)
	<b>(422)</b>	<b>250</b>
<b>VARIAZIONI CHE SARANNO RICLASSIFICATE A CONTO ECONOMICO</b>		
VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	18.678	(42.589)
IMPOSTE SUL REDDITO RIFERITE ALLE VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	(4.324)	14.480
	<b>14.354</b>	<b>(28.109)</b>
<b>ALTRE COMPONENTI DEL RISULTATO COMPLESSIVO AL NETTO DELLE IMPOSTE</b>	<b>13.932</b>	<b>(27.859)</b>
<b>RISULTATO NETTO COMPLESSIVO</b>	<b>87.515</b>	<b>113.163</b>
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	(4.138)	(24.839)
<b>RISULTATO NETTO COMPLESSIVO DI GRUPPO</b>	<b>83.377</b>	<b>88.324</b>

# RENDICONTO FINANZIARIO

(MIGLIAIA DI EURO)	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):</b>		
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	73.583	141.022
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI DELLE IMMOBILIZZAZIONI	77.377	103.500
- VARIAZIONE NETTA DEI FONDI PER RISCHI E ONERI	(16.495)	(3.410)
- VARIAZIONE NETTA DELLE ATTIVITÀ (PASSIVITÀ) PER IMPOSTE ANTICIPATE (DIFFERITE)	4.132	(29.682)
- SVALUTAZIONE DEI CREDITI ED ATTIVITÀ CORRENTI	2.581	-
- PLUSVALENZE/MINUSVALENZE DA REALIZZO DI ATTIVITÀ NON CORRENTI	161	-
- QUOTA DEI RISULTATI DELLE PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO	(15.772)	8.334
- CONGUAGLIO SU CESSIONE PARTECIPAZIONE IN ERG OIL SICILIA S.R.L.	(500)	-
- SVALUTAZIONE DI PARTECIPAZIONI	-	-
- VARIAZIONE DEL TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO	(586)	(214)
- PROVENTO SU RISOLUZIONE CIP 6	-	(353.205)
- CESSIONE RAMI D'AZIENDA ED ONERI ACCESSORI E CORRELATI	-	300.015
<b>FLUSSO DI CASSA DELLA GESTIONE CORRENTE</b>	<b>124.481</b>	<b>166.360</b>
<b>VARIAZIONE DELLE ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DI ESERCIZIO</b>		
- VARIAZIONE DELLE RIMANENZE	29.883	(86.181)
- VARIAZIONE DEI CREDITI COMMERCIALI	110.297	248.845
- VARIAZIONE DEI DEBITI COMMERCIALI	(153.863)	(213.401)
- VARIAZIONE NETTA DI ALTRI CREDITI/DEBITI E DI ALTRE ATTIVITÀ/PASSIVITÀ	(69.526)	2.583
	<b>(83.209)</b>	<b>(48.154)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>41.271</b>	<b>118.206</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)</b>		
ACQUISIZIONI DI ATTIVITÀ IMMATERIALI E AVVIAMENTO	(991)	(2.484)
ACQUISIZIONI DI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI	(51.218)	(16.238)
ACQUISIZIONI DI PARTECIPAZIONI E ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	(349)	-
DISINVESTIMENTI DI IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI E RELATIVE PLUS/MINUSVALENZE	1.656	2.308
DISINVESTIMENTI DI PARTECIPAZIONI E ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	3.061	(15.173)
DISINVESTIMENTI DI RAMI D'AZIENDA	-	25.628
<b>TOTALE</b>	<b>(47.842)</b>	<b>(5.959)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)</b>		
NUOVI FINANZIAMENTI NON CORRENTI	-	-
RIMBORSI DI FINANZIAMENTI NON CORRENTI	(13.583)	(59.352)
NUOVI FINANZIAMENTI VERSO SOCIETÀ DEL GRUPPO NON CONSOLIDATE INTEGRALMENTE	-	21.898
VARIAZIONE NETTA FINANZIAMENTI VERSO SOCIETÀ DEL GRUPPO NON CONSOLIDATE INTEGRALMENTE	-	7.146
VARIAZIONE NETTA DELLE ALTRE PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	(107.740)	-
VARIAZIONE NETTA DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI VERSO BANCHE	36.374	-
VARIAZIONE NETTA DELLE ALTRE ATTIVITÀ/PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	29.141	42.497
AUMENTI/RIMBORSI DI CAPITALE SOCIALE	-	-
ACQUISTO AZIONI PROPRIE	-	-
DIVIDENDI CORRISPOSTI A TERZI	(71.402)	(164.854)
ACQUISIZIONE MINORANZE ISAB ENERGY, ISAB ENERGY SERVICES, ISAB ENERGY SOLARE	-	(153.176)
AUMENTO DI CAPITALE	-	50.000
ALTRE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO	12.875	(77.549)
<b>TOTALE</b>	<b>(114.335)</b>	<b>(333.390)</b>
<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO (D)</b>	<b>(6.872)</b>	<b>-</b>
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO (A+B+C+D)</b>	<b>(127.777)</b>	<b>(221.144)</b>
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO</b>	<b>1.169.359</b>	<b>977.274</b>
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(127.777)	(221.144)
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO</b>	<b>1.041.584</b>	<b>756.132</b>
<b>INFORMAZIONI AGGIUNTIVE DEL RENDICONTO FINANZIARIO</b>		
	<b>1° SEM. 2015</b>	<b>1° SEM. 2014</b>
PAGAMENTO IMPOSTE SUL REDDITO	98.720	17.807
INTERESSI PASSIVI PAGATI	13.065	18.653



## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	CAPITALE SOCIALE	RISERVE	UTILE (PERDITA) D'ESERCIZIO	TOTALE	PATRIMONIO NETTO DI TERZI	TOTALE PATRIMONIO NETTO
<b>SALDO AL 31/12/2013</b>	<b>15.032</b>	<b>1.730.130</b>	<b>28.395</b>	<b>1.773.556</b>	<b>240.004</b>	<b>2.013.560</b>
DESTINAZIONE DEL RISULTATO 2013	-	28.395	(28.395)	-	-	-
DISTRIBUZIONE DIVIDENDI	-	(142.804)	-	(142.804)	(22.050)	(164.854)
AUMENTO CAPITALE ERG RENEW <sup>(1)</sup>	-	(45.849)	-	(45.849)	45.849	-
ACQUISIZIONE MINORANZE ISAB ENERGY, ISAB ENERGY SERVICES E ISAB ENERGY SOLARE	-	86.824	-	86.824	(240.000)	(153.176)
RISULTATO 1° SEMESTRE 2014	-	-	116.183	116.183	24.839	141.022
VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	-	(28.109)	-	(28.109)	-	(28.109)
ALTRE VARIAZIONI	-	560	-	560	-	560
<b>SALDO AL 30/06/2014</b>	<b>15.032</b>	<b>1.629.146</b>	<b>116.183</b>	<b>1.760.361</b>	<b>48.642</b>	<b>1.809.003</b>
<b>SALDO AL 31/12/2014</b>	<b>15.032</b>	<b>1.586.631</b>	<b>69.804</b>	<b>1.671.465</b>	<b>47.387</b>	<b>1.718.852</b>
DESTINAZIONE DEL RISULTATO 2014	-	69.804	(69.804)	-	-	-
DISTRIBUZIONE DIVIDENDI	-	(71.402)	-	(71.402)	-	(71.402)
ALTRE VARIAZIONI	-	(999)	-	(999)	(58)	(1.057)
RISULTATO 1° SEMESTRE 2015	-	-	70.139	70.139	3.444	73.583
VARIAZIONE ATTUARIALE FONDO TFR	-	(412)	-	(412)	(10)	(422)
VARIAZIONI DELLA RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	-	13.650	-	13.650	704	14.354
<b>RISULTATO NETTO COMPLESSIVO</b>	<b>-</b>	<b>13.238</b>	<b>70.139</b>	<b>83.377</b>	<b>4.138</b>	<b>87.515</b>
<b>SALDO AL 30/06/2015</b>	<b>15.032</b>	<b>1.597.272</b>	<b>70.139</b>	<b>1.682.441</b>	<b>51.467</b>	<b>1.733.908</b>

(1) in data 16 gennaio 2014 l'Assemblea di ERG Renew ha deliberato un aumento di capitale riservato, per un controvalore complessivo di 50 milioni di Euro, contestualmente sottoscritto e liberato da UniCredit, corrispondente a una quota di minoranza in ERG Renew pari al 7,14% del relativo capitale sociale. In pari data il Consiglio di Amministrazione ha cooptato un rappresentante di UniCredit in conformità ai patti parasociali.

# NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Per ERG si intende ERG S.p.A. e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

## NATURA DEL GRUPPO

ERG opera nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili e da impianti termoelettrici e nella commercializzazione di energia elettrica, vapore e gas.

## CRITERI DI REDAZIONE

La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stata predisposta in forma sintetica conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi" e, per quanto riguarda i criteri di iscrizione e di valutazione, secondo quanto indicato dai Principi Contabili Internazionali emanati dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi anche tutti i Principi Internazionali oggetto di interpretazione (International Financial Reporting Standards – IFRS) e le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e del precedente Standing Interpretations Committee (SIC). In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio annuale per le quali pertanto si rimanda al Bilancio del Gruppo al 31 dicembre 2014.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto preferibile indicare tutti gli importi arrotondati alle migliaia di Euro; di conseguenza, in alcuni prospetti, gli importi totali possono leggermente discostarsi dalla somma degli importi che li compongono.

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 è oggetto di revisione contabile limitata come previsto dalla Delibera CONSOB n. 10867 del 31 luglio 1997.

I risultati di tale attività, svolta dalla società Deloitte & Touche S.p.A., saranno resi pubblici appena disponibili.

Si precisa infine che i conti economici del primo semestre 2015 e del primo semestre 2014 sono rappresentati secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, con l'esclusione pertanto dei risultati economici:

- dei rami d'azienda di ISAB Energy S.r.l. e ISAB Energy Services S.r.l., costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione, ceduti in data 16 giugno 2014,
- di ERG Oil Sicilia S.r.l., ceduta in data 29 dicembre 2014,
- di ERG Supply & Trading S.p.A. in virtù dell'uscita dal Business Supply & Trading, in considerazione dei risultati negativi consuntivati nel 2014. Si segnala che in data 29 giugno 2015 è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A. con decorrenza degli effetti reali della fusione dal 1° luglio 2015 e degli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2015. Conseguentemente, a partire dal 1° luglio 2015, la società ERG Supply & Trading S.p.A. si è estinta, i relativi organi societari sono decaduti, così come sono cessate tutte le procure rilasciate in nome della stessa, ed ERG S.p.A. è subentrata a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi della società incorporata.

Gli impatti delle esclusioni citate, indicate separatamente alla riga "Risultato netto discontinued operations", sono meglio descritti nella [Nota 37 – Risultato netto discontinued operations](#).

## CRITERI DI VALUTAZIONE E PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014, in considerazione anche di quanto di seguito indicato.

### Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2015

In data 12 dicembre 2013 lo IASB ha pubblicato il documento Annual Improvements to IFRSs 2010–2012 Cycle che recepisce le modifiche ai principi nell'ambito del processo annuale di miglioramento degli stessi. L'effective date del documento è il 1° febbraio 2015 e le principali modifiche riguardano:

miglioramento degli stessi. Le principali modifiche riguardano:

- **IFRS 2 – Share Based Payments – Definition of vesting condition.** Sono state apportate delle modifiche alle definizioni di “vesting condition” e di “market condition” e aggiunte le ulteriori definizioni di “performance condition” e “service condition” (in precedenza incluse nella definizione di “vesting condition”).
- **IFRS 3 – Business Combination – Accounting for contingent consideration.** La modifica chiarisce che una “contingent consideration” classificata come un'attività o una passività finanziaria deve essere rimisurata a fair value a ogni data di chiusura dell'esercizio e le variazioni di fair value sono rilevate nel Conto Economico o tra gli elementi di Conto Economico Complessivo sulla base dei requisiti dello IAS 39 (o IFRS 9).
- **IFRS 8 – Operating segments – Aggregation of operating segments.** Le modifiche richiedono a un'entità di dare informativa in merito alle valutazioni fatte dal management nell'applicazione dei criteri di aggregazione dei segmenti operativi, inclusa una descrizione dei segmenti operativi aggregati e degli indicatori economici considerati nel determinare se tali segmenti operativi abbiano “caratteristiche economiche simili”.
- **IFRS 8 – Operating segments – Reconciliation of total of the reportable segments' assets to the entity's assets.** Le modifiche chiariscono che la riconciliazione tra il totale delle attività dei segmenti operativi e il totale delle attività dell'entità deve essere presentata solo se il totale delle attività dei segmenti operativi viene regolarmente rivisto dal più alto livello decisionale operativo.
- **IFRS 13 – Fair Value Measurement – Short-term receivables and payables.** Sono state modificate le “Basis for Conclusions” di tale principio al fine di chiarire che con l'emissione dell'IFRS 13, e le conseguenti modifiche allo IAS 39, resta valida la possibilità di contabilizzare i crediti e debiti commerciali correnti senza rilevare gli effetti di un'attualizzazione, qualora tali effetti risultino non materiali.
- **IAS 16 – Property, plant and equipment e IAS 38 Intangible Assets – Revaluation method: proportionate restatement of accumulated depreciation/amortization.** Le modifiche hanno eliminato le incoerenze nella rilevazione dei fondi ammortamento quando un'attività materiale o immateriale è oggetto di rivalutazione: i nuovi requisiti chiariscono che il valore di carico lordo sia adeguato in misura consistente con la rivalutazione del valore di carico dell'attività e che il fondo ammortamento risulti pari alla differenza tra il valore di carico lordo e il valore di carico al netto delle perdite di valore contabilizzate.
- **IAS 24 – Related Parties Disclosures – Key management personnel.** Si chiarisce che nel caso in cui i servizi dei Dirigenti con responsabilità strategiche siano forniti da un'entità (e non da una persona fisica), tale entità sia da considerare una parte correlata.

In data 12 dicembre 2013 lo IASB ha pubblicato il documento Annual Improvements to IFRSs 2011–2013 Cycle che recepisce le modifiche ai principi nell'ambito del processo annuale di miglioramento degli stessi. L'effective date del documento è il 1° gennaio 2015 e le principali modifiche riguardano:

- **IFRS 1 – First-time Adoption of International Financial Reporting Standards – Meaning of “effective IFRS”.** Viene chiarito che l'entità che adotta per la prima volta gli IFRS, in alterna-

tiva all'applicazione di un principio correntemente in vigore alla data del primo bilancio IAS/IFRS, può optare per l'applicazione anticipata di un nuovo principio destinato a sostituire il principio in vigore. L'opzione è ammessa solamente quando il nuovo principio consente l'applicazione anticipata. Inoltre deve essere applicata la stessa versione del principio in tutti i periodi presentati nel primo bilancio IAS/IFRS.

- **IFRS 3 – Business Combinations – Scope exception for joint ventures.** La modifica chiarisce che il paragrafo 2(a) dell'IFRS 3 esclude dall'ambito di applicazione dell'IFRS 3 la formazione di tutti i tipi di "joint arrangement", come definiti dall'IFRS 11.
- **IFRS 13 – Fair Value Measurement – Scope of portfolio exception.** La modifica chiarisce che la "portfolio exception" inclusa nel paragrafo 52 dell'IFRS 13 si applica a tutti i contratti inclusi nell'ambito di applicazione dello IAS 39 (o IFRS 9), indipendentemente dal fatto che soddisfino la definizione di attività e passività finanziarie fornita dallo IAS 32.
- **IAS 40– Investment Properties – Interrelationship between IFRS 3 and IAS 40.** La modifica chiarisce che l'IFRS 3 e lo IAS 40 non si escludono vicendevolmente e che, al fine di determinare se l'acquisto di una proprietà immobiliare rientri nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, occorre far riferimento alle specifiche indicazioni fornite dall'IFRS 3; per determinare, invece, se l'acquisto in oggetto rientri nell'ambito dello IAS 40, occorre far riferimento alle specifiche indicazioni dello IAS 40.

Il 21 novembre 2013 lo IASB ha pubblicato il documento Amendments to **IAS 19 – Defined Benefit Plans: Employee Contributions**. L'emendamento chiarisce che i contributi ai piani a benefici definiti per i dipendenti e per i terzi che sono collegati a un servizio reso devono essere attribuite ai periodi in cui il servizio è reso. L'effective date del documento è il 1° febbraio 2015

Si precisa che l'applicazione delle sopra commentate novità non ha comportato impatti sui numeri del Gruppo.

### **Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS non ancora omologati dall'Unione Europea**

Alla data del presente Bilancio Consolidato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione degli emendamenti e dei principi sotto descritti.

- **IFRS 14 – Regulatory Deferral Accounts.**
- **Amendments to IFRS 11: Accounting for Acquisitions of Interests in Joint Operations.**
- **Amendments to IAS 16 and IAS 38: Clarification of Acceptable Methods of Depreciation and Amortisation.**
- **IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers.**
- **IFRS 9 – Financial Instruments.**
- **Amendments to IAS 27: Equity Method in Separate Financial Statement.**
- **Amendments to IFRS 10 and IAS 28: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or joint venture.**

Il 25 settembre 2014 lo IASB ha emesso l'Annual Improvements to IFRSs 2012-2014 Cycle. L'insieme di emendamenti ha riguardato i seguenti principi:

- **IFRS 5 Non-current Asset Held for Sale and Discontinued Operations;**
- **IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures;**
- **IAS 19 Employee Benefits;**
- **IAS 34 Interim Financial Reporting.**
- **Amendments to IFRS 10, 12 e allo IAS 28: Investment Entities: Applying the Consolidation Exception.**
- **Amendments to IAS 1: Disclosure Initiative.**

## USO DI STIME – RISCHI E INCERTEZZE

La redazione delle situazioni contabili in applicazione degli IFRS richiede da parte di ERG l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali. L'elaborazione di tali stime ha implicato l'utilizzo di informazioni disponibili e l'adozione di valutazioni soggettive.

Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di esercizio in esercizio e, pertanto, non è da escludersi che negli esercizi successivi gli attuali valori di bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate.

Le principali stime per le quali è maggiormente richiesto l'impiego di valutazioni soggettive sono state utilizzate, tra l'altro, per:

- la stima dei ricavi della gestione caratteristica afferenti al Business Power (con particolare riferimento a quanto descritto nel paragrafo [Delibera 111/2006 - Decreto Mucchetti](#));
- gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino e svalutazione di attivo;
- la definizione della vita utile delle immobilizzazioni ed i correlati ammortamenti;
- gli accantonamenti per fondi rischi di natura ambientale e per passività correlate a contenziosi di natura legale e fiscale; in particolare, i processi valutativi riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario, sia la quantificazione del relativo ammontare;
- le imposte differite attive, la cui iscrizione è supportata dalle prospettive di realizzazione di imponibili fiscali del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo dei consolidati fiscali;

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto Economico nel periodo in cui la variazione è avvenuta.

## EMENDAMENTO MUCCHETTI

Nella Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività") promulgata lo scorso anno è contenuta la disposizione nota come "emendamento Mucchetti", che ha qualificato come essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico, a partire dal 1° gennaio 2015 e fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW presenti nell'isola, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili. Il completamento del citato elettrodotto, che poneva fine a tale regime di essenzialità, era originariamente previsto entro il mese di giugno 2015.

Negli scorsi mesi di aprile e giugno, il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) ha formalizzato la sospensione dei lavori di costruzione dell'elettrodotto per il sequestro, ad opera della Magistratura, di uno dei sostegni del cavo stesso a causa di un possibile difetto autorizzativo. L'udienza per il giudizio della Corte di Cassazione è prevista per il prossimo ottobre 2015.

Per tale motivazione, la stima della data di completamento dell'intervento "Sorgente - Rizziconi" è stata posticipata a non prima della fine dell'anno 2015.

Ciò comporta che il regime di essenzialità, originariamente previsto solo per il primo semestre dell'anno, si protrarrà con ogni probabilità per l'intero 2015.

L'art. 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 De-

creto 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 DL 91/2014, ossia l'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente, è stimato essere la fine del corrente anno, sulla base di comunicazioni rese da Terna il 30 aprile 2015 ai sensi della menzionata Delibera AEEGSI n. 667/2014/R/EEL.

Conseguentemente, 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, stimato al lordo imposte in 38 milioni ed iscritto nei ricavi della gestione caratteristica, è atteso entro la fine dell'anno 2015.

## **IMPAIRMENT TEST**

Lo IAS 36 precisa che a ogni data di riferimento del bilancio un'entità deve valutare l'esistenza di un'indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione durevole di valore. Se esiste una qualsiasi indicazione di ciò, l'entità deve stimare il valore recuperabile dell'attività. Nel valutare se esiste la suddetta indicazione l'entità deve considerare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di valore, così come richiesto dal paragrafo 12 dello IAS 36.

In particolare si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto alle attese e alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno.

Per quanto riguarda le CGU riconducibili ai settori Energia (Rinnovabili e Termoelettrico) non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti e delle immobilizzazioni immateriali e materiali allocate alle predette Cash Generating Unit e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2014. Anche per quanto riguarda la verifica del valore della partecipazione in TotalERG non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere un adeguamento del valore della partecipata confermando pertanto i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2014.

## **AREA DI CONSOLIDAMENTO**

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato comprende il consolidamento integrale dei dati di ERG S.p.A., società Capogruppo, e delle partecipate di cui la stessa detiene direttamente o indirettamente il controllo. Tale controllo esiste quando il Gruppo ha il potere di determinare le politiche finanziarie ed operative di un'impresa al fine di ottenere benefici. Le società controllate sono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente ottenuto dal Gruppo e cessano di essere consolidate dalla data in cui il controllo è trasferito al di fuori del Gruppo.

Le collegate, nelle quali ERG S.p.A. esercita un'influenza notevole, oppure le imprese nelle quali esercita il controllo congiunto sulle politiche finanziarie ed operative, sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono inseriti nel Bilancio Consolidato dalla data in cui l'influenza notevole ha avuto inizio e fino alla data in cui essa cessa.

Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, dopo aver azzerato il valore della partecipazione, si accantona la quota delle perdite di competenza nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite, nei confronti dell'impresa partecipata, a coprire le perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto o in relazione alla sua sfera di attività. Si segnala che non vi sono società consolidate con il metodo proporzionale.

# ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO

Vengono di seguito riportati gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al costo.

Elenco delle società controllate consolidate integralmente:

(MIGLIAIA DI EURO)	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DIRETTA	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DEL GRUPPO	CAPITALE SOCIALE <sup>(1)</sup>	PATRIMONIO NETTO <sup>(1)</sup>
<b>ERG S.P.A.</b>					
ERG POWER GENERATION S.P.A. <sup>(2)</sup>	GENOVA	100%	100%	6.000	32.042
ERG RENEW S.P.A.	GENOVA	93%	93%	107.692	636.512
ERG SERVICES S.P.A.	GENOVA	100%	100%	1.200	10.006
ERG SUPPLY & TRADING S.P.A.	GENOVA	100%	100%	1.200	(9.308)
ISAB ENERGY S.R.L.	GENOVA	100%	100%	5.165	550.353
<b>ERG POWER GENERATION S.P.A.</b>					
ERG POWER S.R.L.	GENOVA	100%	100%	5.000	107.457
<b>ERG RENEW S.P.A.</b>					
BLACHY PRUSZYNSKY-EENERGY SP.Z O.O.	RZGÓW	100%	100%	702	621
ERG EOLICA ADRIATICA S.R.L.	GENOVA	100%	100%	10	46.728
ERG EOLICA AMARONI S.R.L.	CATANZARO	100%	100%	10	776
ERG EOLICA BASILICATA S.R.L.	GENOVA	100%	100%	38	2.380
ERG EOLICA CALABRIA S.R.L.	CATANZARO	100%	100%	10	166
ERG EOLICA CAMPANIA S.P.A.	GENOVA	100%	100%	120	34.659
ERG EOLICA FAETO S.R.L.	GENOVA	100%	100%	10	6.756
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO S.R.L.	CATANZARO	100%	100%	50	21.290
ERG EOLICA GINESTRA S.R.L.	GENOVA	100%	100%	10	3.335
ERG EOLICA S. CIREO S.R.L.	GENOVA	100%	100%	3.500	19.838
ERG EOLICA S. VINCENZO S.R.L.	GENOVA	100%	100%	3.500	17.841
ERG EOLICA TIRRENO S.R.L.	PALERMO	100%	100%	10	17
ERG EOLIENNE FRANCE S.A.S.	PARIGI	100%	100%	21.625	20.572
ERG RENEW OPERATIONS & MAINTENANCE S.R.L.	GENOVA	100%	100%	10	4.166
ERG WIND INVESTMENTS LTD. <sup>(3)</sup>	GIBILTERRA	80%	80%	-	152.779
EW ORNETA 2 SP.Z O.O.	STETTINO	100%	100%	12	(265)
GREEN VICARI S.R.L.	PALERMO	100%	100%	119	12.068
HYDRO INWESTYCJE SP.Z O.O.	VARSAVIA	100%	100%	1	13
<b>ERG EOLIENNE FRANCE S.A.S.</b>					
EOLIENNES DU VENT SOLAIRE S.A.S.	PARIGI	100%	100%	37	(2.797)
PARC EOLIEN DE LIHUS S.A.S.	PARIGI	100%	100%	1.114	(750)
PARC EOLIEN DE HETOMESNIL S.A.S.	PARIGI	100%	100%	1.114	(504)
PARC EOLIEN DE LA BRUYÈRE S.A.S.	PARIGI	100%	100%	1.060	(309)
PARC EOLIEN DU CARREAU S.A.S.	PARIGI	100%	100%	861	1.532
PARC EOLIEN LES MARDEAUX S.A.S.	PARIGI	100%	100%	1.097	(1.464)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dal 1° gennaio 2015 la controllata ISAB Energy Services S.r.l. è stata fusa in ERG Power Generation S.p.A.

(3) si ricorda che nell'ambito degli accordi sottoscritti con la parte venditrice, è prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale in base alla quale si è assunta come certa l'acquisizione delle quote attribuibile all'azionista di minoranza con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle relative interessenze di minoranza



(MIGLIAIA DI EURO)	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DIRETTA	QUOTA DI PARTECIPAZIONE DEL GRUPPO	CAPITALE SOCIALE	PATRIMONIO NETTO
<b>ERG WIND INVESTMENTS LTD.</b>					
ERG WIND HOLDINGS (ITALY) S.R.L.	GENOVA	100%	80%	212	872.915
ERG WIND MEI 2-14-1 LTD.	LONDRA	100%	80%	–	(1.315)
ERG WIND MEI 2-14-2 LTD.	LONDRA	100%	80%	–	160
<b>ERG WIND HOLDINGS (ITALY) S.R.L.</b>					
ERG WIND SARDEGNA S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	42.040
ERG WIND SICILIA 6 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	31.846
ERG WIND 4 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	6.633	48.690
ERG WIND ENERGY S.R.L.	GENOVA	100%	80%	1.000	114.075
ERG WIND LEASING 4 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	10	293
<b>ERG WIND SARDEGNA S.R.L.</b>					
ERG WIND SICILIA 2 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	35.456
ERG WIND SICILIA 4 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	10.962
ERG WIND SICILIA 5 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	16.653
ERG WIND 2000 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	23.915
<b>ERG WIND SICILIA 6 S.R.L.</b>					
ERG WIND 6 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	46.350
ERG WIND SICILIA 3 S.R.L.	GENOVA	100%	80%	77	28.318
<b>ERG WIND MEI 2-14-1 LTD.</b>					
ERG WIND MEG 1 LLP <sup>(1)</sup>	LONDRA	80%	80%	33.168	22.402
ERG WIND MEG 2 LLP <sup>(1)</sup>	LONDRA	80%	80%	28.010	19.174
ERG WIND MEG 3 LLP <sup>(1)</sup>	LONDRA	80%	80%	33.585	24.330
ERG WIND MEG 4 LLP <sup>(1)</sup>	LONDRA	80%	80%	29.721	21.414

(1) il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2

Elenco delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto:

SOCIETÀ (MIGLIAIA DI EURO)	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIP. DIRETTA	QUOTA DI PARTECIP. GRUPPO	CAPITALE SOCIALE <sup>(1)</sup>	PATRIMONIO NETTO <sup>(1)</sup>	VALORE DI BILANCIO AL 30/06/2015
<b>ERG S.P.A.</b>						
TOTALERG S.P.A. <sup>(2)</sup>	ROMA	51,00%	51,00%	47.665	194.104	148.975
<b>ERG RENEW S.P.A.</b>						
LUKERG RENEW GMBH <sup>(3)</sup>	VIENNA	50,00%	50,00%	20.508	16.211	5.503
<b>SOCIETÀ IN JOINT VENTURE</b>						<b>154.478</b>
<b>ERG S.P.A.</b>						
I-FABER S.P.A.	MILANO	23,00%	23,00%	5.652	16.664	3.866
<b>ERG POWER S.R.L.</b>						
PRIOLO SERVIZI S.C.P.A. <sup>(4)</sup>	MELILLI	24,41%	24,41%	25.600	46.648	11.474
<b>SOCIETÀ COLLEGATE</b>						<b>15.340</b>
<b>TOTALE</b>						<b>169.816</b>

(1) dati riferiti al 2014

(2) in joint venture con Total Raffinage Marketing

(3) in joint venture con LUKOIL-Ecoenergo

(4) la società consortile è soggetta a controllo congiunto con ISAB S.r.l. e con gli altri soci del gruppo Versalis S.p.A. e Syndial

Elenco delle partecipazioni valutate al costo:

SOCIETÀ (MIGLIAIA DI EURO)	SEDE LEGALE	QUOTA DI PARTECIP. DIRETTA	QUOTA DI PARTECIP. GRUPPO	CAPITALE SOCIALE <sup>(1)</sup>	PATRIMONIO NETTO <sup>(1)</sup>	VALORE DI BILANCIO AL 30/06/2015
<b>ERG S.P.A.</b>						
ERG PETROLEOS S.A. <sup>(2)</sup>	MADRID (E)	100,00%	100,00%	3.050	(4.649)	–
<b>ERG RENEW S.P.A.</b>						
ISAB ENERGY SOLARE S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	100	189	123
ERG EOLICA LUCANA S.R.L.	GENOVA	100,00%	100,00%	10	9	310
EOLICO TROINA S.R.L. IN LIQUIDAZIONE	PALERMO	99,00%	99,00%	20	247	25
<b>SOCIETÀ CONTROLLATE</b>						<b>458</b>
<b>ERG RENEW S.P.A.</b>						
Longburn Wind Farm Ltd	Seebeck House (UK)	50,00%	50,00%	–	–	175
Sandy Knove Wind Farm Ltd	Seebeck House (UK)	50,00%	50,00%	–	–	175
<b>SOCIETÀ IN JOINT VENTURES<sup>(3)</sup></b>						<b>349</b>
<b>ERG S.P.A.</b>						
CONSORZIO DELTA TI RESEARCH	MILANO	25,00%	25,00%	50	50	25
<b>SOCIETÀ COLLEGATE (CONSORTILI)<sup>(3)</sup></b>						<b>25</b>
<b>ERG S.P.A.</b>						
CAF INTERREG. DIPENDENTI S.R.L.	VICENZA	0,04%	0,06%	276	1.026	–
EMITTENTI TITOLI S.P.A.	MILANO	0,51%	0,51%	4.264	15.997	26
MEROIL S.A.	BARCELLONA (E)	0,87%	0,87%	19.077	49.690	310
R.U.P.E. S.P.A.	GENOVA	4,86%	4,86%	3.058	3.069	155
<b>ALTRE SOCIETÀ</b>						<b>491</b>
<b>TOTALE</b>						<b>1.323</b>

(1) dati riferiti al 2014 per le imprese controllate e Joint Ventures; ultimi bilanci approvati alla data del Consiglio di Amministrazione per le imprese collegate e le altre imprese

(2) società in liquidazione

(3) società valutate al costo in quanto non operative

Si precisa che a fronte del patrimonio netto negativo di ERG Petroleos è stanziato un fondo rischi su partecipazioni per circa 5 milioni.

Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su partecipazioni del Gruppo.

In data **1° gennaio 2015** ha assunto efficacia l'Atto di fusione per incorporazione della partecipata ISAB Energy Services S.r.l. nella controllante ERG Power Generation S.p.A., formalizzato in data 16 dicembre 2014 ed effettuato in continuità contabile e neutralità fiscale. L'operazione non ha impatto nel Bilancio Consolidato semestrale abbreviato 2015 in quanto under common control.

In data **19 febbraio 2015** è avvenuto il closing dell'accordo con il quale ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW.

In data **3 marzo 2015**, ad esito dell'approvazione del bilancio finale di liquidazione, la società Ionio Gas S.r.l. in liquidazione è stata cancellata dal Registro delle Imprese e si è estinta in pari data.

In data **5 marzo 2015** ERG S.p.A. ha ceduto a LFoundry S.r.l. metà della quota di partecipazione detenuta nel Consorzio Delta Ti Research, pari al 25% del fondo consortile.

In data **12 marzo 2015** ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di Blachy Pruszyński-Energy, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella municipalità di Slupia, con una capacità prevista di 24 MW.

In data **9 giugno 2015** ERG Renew S.p.A. ha ceduto a Permasteelisa S.p.A. la partecipazione pari al 24,95% detenuta nel Consorzio Dyepower, società consolidata al costo.

In data **19 giugno 2015** ERG Renew ha acquistato il 50% delle quote delle società di diritto inglese Longburn Wind Farm Limited e Sandy Knowe Wind Farm Limited, impegnate nello sviluppo di due progetti eolici ubicati in Scozia, della potenza rispettivamente di 60 MW e 49 MW, la cui autorizzazione è prevista per il primo semestre 2016. Le società non sono ancora operative.

Si precisa che ERG Renew ha ottenuto una serie di garanzie e di indemnities a copertura degli aspetti di rischio relativi alle società target e ai progetti di sviluppo.

Nell'ambito dei suddetti accordi ERG Renew ha sostenuto 4,1 milioni di oneri funzionali alla costruzione ed all'ottenimento delle licenze relative ai parchi in oggetto che sono stati sospesi nelle altre attività correnti in attesa della finalizzazione delle procedura autorizzativa.

In data **29 giugno 2015** è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A. con decorrenza degli effetti reali della fusione dal 1° luglio 2015 e degli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2015. Conseguentemente, a partire dal 1° luglio 2015, i relativi organi societari sono decaduti, così come sono cessate tutte le procure rilasciate in nome della stessa, ed ERG S.p.A. è subentrata a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi della società incorporata.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli e garanzie sulle partecipazioni detenute dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 26 – Covenants e negative pledge** del Bilancio Consolidato 2014, rispetto alla quale non si segnalano novità.

Si segnala inoltre il seguente accordo (signing) raggiunto entro il 30 giugno 2015, il cui closing è previsto nel secondo semestre 2015: l'operazione pertanto non ha impatti nella presente Relazione.

In data **25 giugno 2015**, al termine di un triennio di forte crescita, i due azionisti di LUKERG Renew, joint venture paritetica tra ERG Renew e LUKOIL creata nel 2011 per fare investimenti nel settore eolico in Bulgaria e in Romania, hanno comunicato, in pieno accordo, di sciogliere la joint venture con conseguente suddivisione degli asset della stessa.

L'accordo prevede che ad ERG Renew andranno i parchi bulgari di Tcherga (40 MW), di Hrabrovo (14 MW) e quello di Gebeleisis in Romania (70 MW) per un totale di 124 MW, mentre LUKOIL avrà la proprietà del solo parco di Topolog (84 MW). Questo consentirà ad ERG Renew di incrementare complessivamente la potenza installata di 20 MW rispetto a quanto di sua competenza nella joint venture (104 MW).

Il valore dell'operazione, in termini di enterprise value, è di circa 27 milioni, principalmente rappresentato da Project Financing non recourse. Il closing è previsto entro fine anno.

Si segnala inoltre il seguente closing raggiunto nel terzo trimestre 2015: l'operazione pertanto non ha impatti nella presente Relazione.

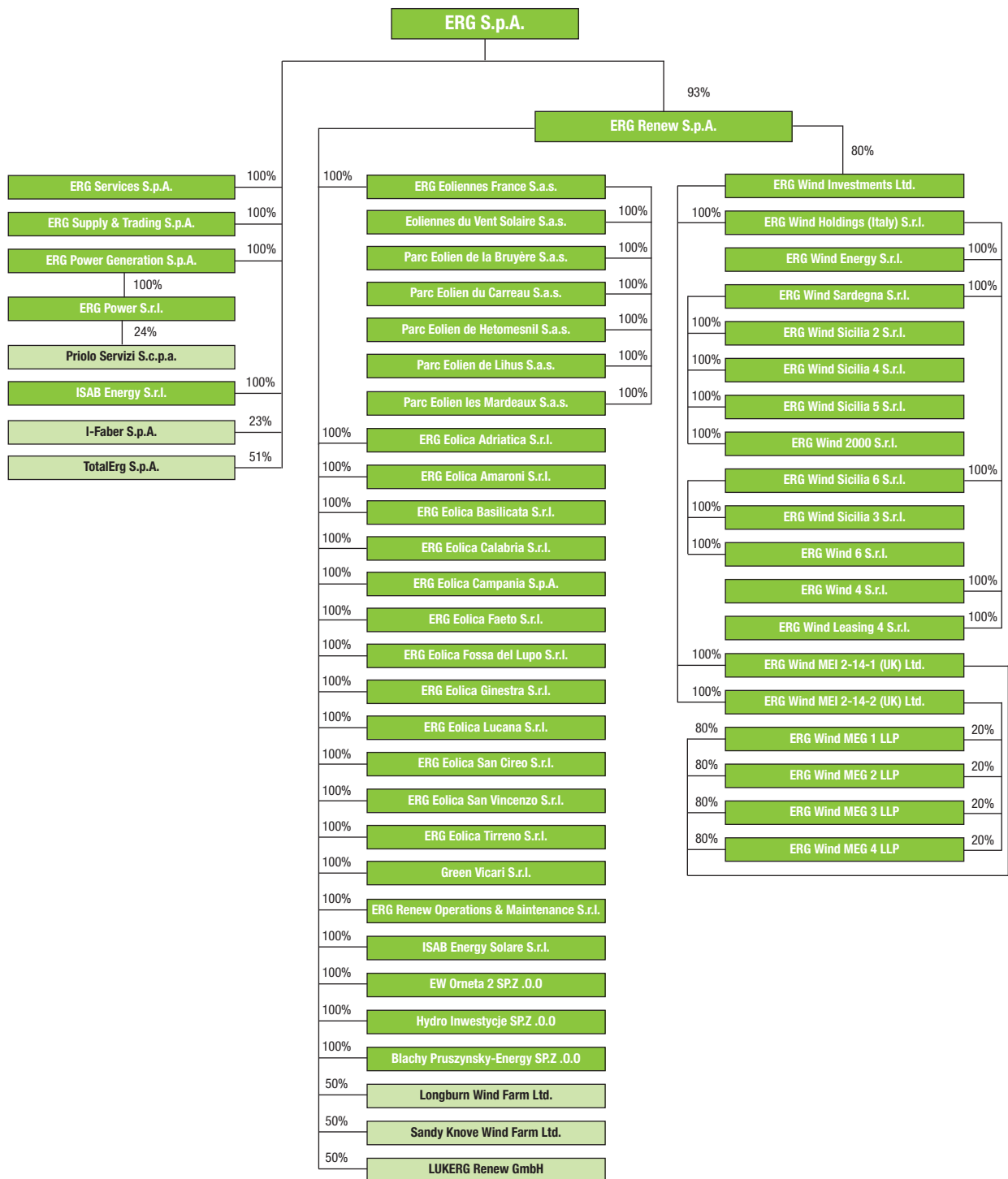
In data **17 giugno 2015** ERG Renew S.p.A ha sottoscritto un accordo (signing) per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di sei parchi eolici in Francia, 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.

In data **27 luglio 2015** ERG Renew ha perfezionato il closing dell'operazione.

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. Questa operazione, considerando anche gli 82 MW in costruzione in Polonia che entreranno in esercizio nel corso dell'anno, permetterà di portare la potenza installata al di fuori dei confini nazionali a circa il 27% dell'intero portafoglio (395 MW).

## AREA DI CONSOLIDAMENTO AL 30 GIUGNO 2015



Controllate  
 joint venture e collegate

## VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su partecipazioni del Gruppo che hanno modificato l'area di consolidamento.

In data **23 gennaio 2015** ERG Renew ha raggiunto un accordo per l'acquisizione dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) del 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 36 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 30 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata. ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre 2015 per entrare in operatività a fine anno. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 23 milioni, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto in termini di enterprise value della società pari a circa 2,1 milioni. Il closing è avvenuto il **19 febbraio 2015**. Il perfezionamento di questa operazione permette ad ERG Renew di proseguire nel suo percorso di crescita in un Paese ritenuto strategico per le sue potenzialità di sviluppo nell'eolico.

In data **12 marzo 2015** ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di una società di diritto polacco (SPV) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella municipalità di Slupia, con una capacità prevista di 24 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 62 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 52 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata. ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre 2015 per entrare in operatività a fine anno. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 39 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto in termini di enterprise value della società pari a circa 3,6 milioni. Con questa operazione ERG Renew nel 2015 avrà in costruzione 82 MW in Polonia.

Nella tabella sottostante sono riepilogati gli effetti delle predette operazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria del Gruppo.

(MIGLIAIA DI EURO)	ACQUISIZIONE HYDRO INW.	ACQUISIZIONE BLACHY P.	PURCHASE PRICE ALLOCATION <sup>(1)</sup>	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO
ATTIVITÀ IMMATERIALI	2	-	4.557	4.559
AVVIAMENTO	-	-	-	-
IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI	552	2.442	-	2.994
PARTECIPAZIONI	-	-	-	-
ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE	-	-	-	-
ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE	-	-	-	-
ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	-	-	-	-
<b>ATTIVITÀ NON CORRENTI</b>	<b>554</b>	<b>2.442</b>	<b>4.557</b>	<b>7.553</b>
RIMANENZE	-	-	-	-
CREDITI COMMERCIALI	-	2	-	2
ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI	109	391	-	501
ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	-	-	-	-
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	-	-	-	-
<b>ATTIVITÀ CORRENTI</b>	<b>110</b>	<b>394</b>	<b>-</b>	<b>503</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>664</b>	<b>2.836</b>	<b>4.557</b>	<b>8.056</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>	<b>(23)</b>	<b>731</b>	<b>(708)</b>	<b>-</b>
TRATTAMENTO FINE RAPPORTO	-	-	-	-
PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE	12	14	866	892
FONDI PER RISCHI ED ONERI NON CORRENTI	-	-	-	-
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	456	-	-	456
ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI	-	-	-	-
<b>PASSIVITÀ NON CORRENTI</b>	<b>468</b>	<b>14</b>	<b>866</b>	<b>1.348</b>
FONDI PER RISCHI ED ONERI CORRENTI	-	-	-	-
DEBITI COMMERCIALI	218	72	-	291
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	-	2.018	4.399	6.417
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	-	-	-	-
<b>PASSIVITÀ CORRENTI</b>	<b>218</b>	<b>2.090</b>	<b>4.399</b>	<b>6.708</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>664</b>	<b>2.835</b>	<b>4.557</b>	<b>8.056</b>
<b>IMPATTO SU POSIZIONE FINANZIARIA NETTA</b>	<b>(456)</b>	<b>(2.018)</b>	<b>(4.399)</b>	<b>(6.872)</b>

(1) attribuzione provvisoria

- **Acquisizione Hydro Inwestycje SP.Z O.O.**

Gli importi relativi all'acquisizione della società Hydro Inw. non risultano significativi in quanto non ancora operativa. Si precisa che al 30 giugno 2015 le attività non correnti della società risultano pari a 2,2 milioni a seguito degli investimenti del periodo, finanziati dalla controllante ERG Renew S.p.A.

- **Acquisizione Blachy Pruszyński-Eenergy SP.Z O.O.**

Gli importi relativi all'acquisizione della società Blachy non risultano significativi in quanto non ancora operativa. Si precisa che al 30 giugno 2015 le attività non correnti della società risultano pari a 7,1 milioni a seguito degli investimenti del periodo, finanziati dalla controllante ERG Renew S.p.A.



## IFRS 12

L'IFRS 12 "informativa su partecipazione in altre imprese" include tutte le disposizioni in materia di informativa in precedenza incluse nello IAS 27 relativo al Bilancio Consolidato, nonché tutte le disposizioni di informativa dello IAS 31 e dello IAS 28 relativa alle partecipazioni di una società in società controllate, congiuntamente controllate, collegate e in veicoli strutturati e prevede inoltre nuove casistiche di informativa.

La finalità del presente principio è di richiedere a un'entità di indicare le informazioni che permettano agli utilizzatori del bilancio di valutare la natura e i rischi derivanti dalle sue partecipazioni in altre entità e gli effetti di tali partecipazioni sulla situazione patrimoniale finanziaria, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

## VALUTAZIONI E ASSUNZIONI SIGNIFICATIVE

Le società designate come controllate nel paragrafo [Elenco società del Gruppo](#) sono entità in cui il Gruppo ERG dispone della maggioranza dei voti esercitabili ed esercita un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria.

Le società designate come controllate a controllo congiunto nel paragrafo [Elenco società del Gruppo](#) sono imprese sulle cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto così come definito dallo IAS 31 – Partecipazioni in joint venture.

Le società designate come collegate nel paragrafo [Elenco società del Gruppo](#) sono imprese nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative, come definito dallo IAS 28 – Partecipazioni in collegate.

## Partecipazioni in società controllate

Al fine dell'informativa sulla composizione del Gruppo si rimanda all'Area di Consolidamento. In merito alla natura e alla misura di restrizioni alla capacità del Gruppo di accedere o utilizzare attività e di estinguere passività si rimanda alla [Nota 26 – Covenants e negative pledge](#) del Bilancio Consolidato 2014, rispetto alla quale non si segnalano novità.

Relativamente alle disposizioni che possono limitare la distribuzione di dividendi o altre distribuzioni di capitale si ricorda che nell'ambito degli accordi di Project Financing, la distribuzione delle quote disponibili di patrimonio netto ai Soci è subordinata alla verifica delle condizioni previste dal contratto di credito del progetto che impongono il raggiungimento di determinati indici di copertura finanziaria e l'assenza di situazioni di default. Per il dettaglio dei vincoli e dei valori contabili delle attività e passività a cui si applicano tali restrizioni per singola società si rimanda alla [Nota 26 – Covenants e negative pledge](#) del Bilancio Consolidato 2014, rispetto alla quale non si segnalano novità.

## Partecipazioni in accordi a controllo congiunto e società collegate

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in accordi a controllo congiunto e in società collegate si rimanda a quanto riportato nei paragrafi [Elenco società del Gruppo](#) e [Società in joint venture](#) (di seguito indicato).

Si precisa che a fronte di una quota partecipativa del 51% del Gruppo in TotalErg S.p.A. e del 50% in LUKERG Renew GmbH, queste sono considerate joint ventures in virtù degli accordi tra i soci che prevedono una governance di natura paritetica.

In merito al riepilogo dei dati economico finanziari delle entità in joint venture e collegate si vedano le tabelle seguenti:

### SINTESI DEI PRINCIPALI DATI ECONOMICO FINANZIARI AL 30 GIUGNO 2015

(MIGLIAIA DI EURO)	TOTALERG	LUKERG	PRIOLO SERVIZI	I-FABER
ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	3.199	–	–	7.291
ATTIVITÀ NON CORRENTI	645.441	272.231	84.200	15.872
ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	64.034	25.142	2	3.607
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI	61.948	25.142	2	1
ATTIVITÀ CORRENTI	1.218.865	45.102	12.274	16.396
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>1.864.306</b>	<b>317.333</b>	<b>96.474</b>	<b>23.163</b>
PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	216.556	266.820	–	–
PASSIVITÀ NON CORRENTI	327.372	274.455	1.250	288
PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	105.737	26.670	32.468	–
PASSIVITÀ CORRENTI	1.256.496	28.680	48.217	6.065
PATRIMONIO NETTO	280.438	14.198	47.007	16.810
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>1.864.306</b>	<b>317.333</b>	<b>96.474</b>	<b>23.163</b>
RICAVI	2.419.168	26.010	27.437	7.728
UTILE/(PERDITE) DERIVANTE DA ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO	25.872	1.360	358	146
PLUSVALENZA (MINUSVALENZA) AL NETTO DEGLI ONERI FISCALI DELLE ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE	–	–	–	–
ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO	1.211	772	–	–
TOTALE CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO	27.083	2.132	358	146
SVALUTAZIONI E AMMORTAMENTI	(40.042)	(7.883)	(2.834)	(1.215)
INTERESSI ATTIVI	–	–	–	6.666
INTERESSI PASSIVI	(14.180)	(6.982)	(446)	–
IMPOSTE SUL REDDITO	(13.945)	(515)	(649)	(154)

### RICONCILIAZIONE CON IL VALORE CONTABILE DELLA PARTECIPAZIONE AL 30 GIUGNO 2015

(MIGLIAIA DI EURO)	TOTALERG	LUKERG	PRIOLO SERVIZI	I-FABER
QUOTA DI PERTINENZA DEL GRUPPO ERG	51%	50%	24%	23%
QUOTA DI PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	143.023	7.099	11.474	3.865
PRICE PURCHASE ALLOCATION / ALTRE RETTIFICHE DI CONSOLIDAMENTO	5.952	(1.596)	–	–
<b>VALORE CONTABILE DELLA PARTECIPAZIONE</b>	<b>148.975</b>	<b>5.503</b>	<b>11.474</b>	<b>3.865</b>

## **SOCIETÀ IN JOINT VENTURE**

Di seguito un commento relativo alle due principali joint venture del Gruppo. Per maggiori dettagli sull'andamento gestionale del primo semestre si rimanda a quanto indicato nei relativi paragrafi della Relazione intermedia sulla gestione.

### ● **LUKERG Renew GmbH**

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: Tchergera (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 Tchergera (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.

In data **25 giugno 2015** i due azionisti di LUKERG Renew, joint venture paritetica tra ERG Renew e LUKOIL creata nel 2011 per fare investimenti nel settore eolico in Bulgaria e in Romania, hanno comunicato, in pieno accordo, di sciogliere la joint venture con conseguente suddivisione degli asset della stessa, al termine di un triennio di forte crescita.

L'accordo prevede che ad ERG Renew andranno i parchi bulgari di Tchergera (40 MW), di Hrabrovo (14 MW) e quello di Gebeleisis in Romania (70 MW) per un totale di 124 MW, mentre LUKOIL avrà la proprietà del solo parco di Topolog (84 MW). Questo consentirà ad ERG Renew di incrementare complessivamente la potenza installata di 20 MW rispetto a quanto di sua competenza nella joint venture (104 MW).

Il valore dell'operazione, in termini di enterprise value, è di circa 27 milioni, principalmente rappresentato da Project Financing non recourse. Il closing è previsto entro fine anno.

Si precisa che l'accordo di scioglimento della joint venture non ha impatto sul presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

Si ricorda infine che, vista la rilevante significatività di LUKERG Renew GmbH ed al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, gli indicatori economici e finanziari esposti nella Relazione sulla Gestione comprendono il contributo, per la quota parte di interessenza attribuibile al Gruppo ERG, del risultato a valori correnti della joint venture LUKERG Renew.

### ● **TOTALERG S.P.A.**

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. Grazie alla joint venture ERG ha beneficiato di un rafforzamento della posizione competitiva sul mercato con il raggiungimento di significative sinergie commerciali e di costi, in partnership con uno degli operatori Oil più importanti al mondo.

La società è consolidata a patrimonio netto dal 1° luglio 2010.

Si precisa che a partire dal 1° gennaio 2015 i valori adjusted economici e finanziari esposti nella Relazione sulla Gestione non includono più il contributo della joint venture TotalErg S.p.A. in quanto non è più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

Il Gruppo inoltre esercita un controllo congiunto nelle seguenti società di minori dimensioni:

- **PRIOLO SERVIZI S.C.P.A**

Società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (24,41%), ISAB S.r.l. (38,05%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (33,16%) e Syndial (4,38%).

- **Longburn Wind Farm Limited e Sandy Knowe Wind Farm Limited**

Società di diritto inglese di cui ERG Renew S.p.A. in data 19 giugno 2015 ha acquistato il 50% delle quote. L'acquisto delle società, non ancora operative, è finalizzato allo sviluppo di due progetti eolici ubicati in Scozia, della potenza rispettivamente di 60 MW e 49 MW, la cui autorizzazione è prevista per il primo semestre 2016.

# ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

## NOTA 1 – ATTIVITÀ IMMATERIALI

	CONCESSIONI E LICENZE	ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI	ATTIVITÀ IN CORSO	TOTALE
<b>COSTO STORICO</b>	<b>441.388</b>	<b>19.908</b>	<b>5.722</b>	<b>467.018</b>
AMMORTAMENTI	(81.899)	(12.530)	–	(94.429)
<b>SALDO AL 31/12/2014</b>	<b>359.489</b>	<b>7.378</b>	<b>5.722</b>	<b>372.589</b>
<b>MOVIMENTI DEL PERIODO:</b>				
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO	4.557	2	–	4.559
ACQUISIZIONI	–	358	633	991
CAPITALIZZAZIONI/RICLASSIFICHE	3	621	(614)	11
ALIENAZIONI E DISMISSIONI	–	–	(426)	(426)
AMMORTAMENTI	(10.002)	(1.816)	–	(11.818)
SVALUTAZIONI	–	–	–	–
ALTRE VARIAZIONI	–	–	19	19
<b>COSTO STORICO</b>	<b>445.533</b>	<b>46.668</b>	<b>5.334</b>	<b>497.535</b>
AMMORTAMENTI	(91.486)	(40.125)	–	(131.611)
<b>SALDO AL 30/06/2015</b>	<b>354.047</b>	<b>6.543</b>	<b>5.334</b>	<b>365.924</b>

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce alle acquisizioni delle società Hydro Inwestycje SP.Z O.O. e Blachy Pruszyński – Energia SP.Z O.O., come meglio commentato nel paragrafo [Variazione area di consolidamento](#).

Le altre attività immateriali si riferiscono a licenze software e costi di impianto e ampliamento. Le attività in corso comprendono principalmente i contratti preliminari per i parchi eolici di futura costruzione in Polonia.

## NOTA 2 – AVVIAMENTO

La voce Avviamento pari a 125.488 migliaia di Euro, invariata rispetto all'esercizio precedente, rappresenta il maggior valore del costo di acquisto, rispetto al valore del patrimonio netto delle società acquisite misurato a valori correnti alla data di acquisizione secondo la metodologia dell'allocatione del prezzo di acquisto prevista dall'IFRS 3.

L'avviamento acquisito attraverso aggregazioni aziendali è interamente allocata al settore di attività Energia- Rinnovabili.

La voce non è ammortizzata nel Conto Economico ed è soggetta ad una verifica ai fini dell'identificazione di un'eventuale perdita di valore (impairment test) su base annuale o con maggiore frequenza nel caso in cui vi siano indicazioni nel corso dell'anno che tale attività possa aver subito una riduzione di valore.

In occasione della presente Relazione si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 e non sono emersi elementi tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto già commentato nel capitolo [Impairment test](#).

### NOTA 3 – IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

	TERRENI E FABBRICATI	IMPIANTI E MACCHINARI	ALTRE ATTIVITÀ	ATTIVITÀ IN CORSO DI COSTRUZIONE	TOTALE
<b>COSTO STORICO</b>	<b>77.101</b>	<b>2.174.467</b>	<b>19.462</b>	<b>51.343</b>	<b>2.322.373</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(24.401)	(919.362)	(12.352)	–	(956.115)
<b>SALDO AL 31/12/2014</b>	<b>52.700</b>	<b>1.255.105</b>	<b>7.110</b>	<b>51.343</b>	<b>1.366.258</b>
<b>MOVIMENTI DEL PERIODO:</b>					
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO	19	–	–	2.975	2.994
ACQUISIZIONI	2	2.484	205	48.527	51.218
CAPITALIZZAZIONI/RICLASSIFICHE	377	7.922	345	(8.656)	(11)
ALIENAZIONI E DISMISSIONI	–	(1.068)	(162)	–	(1.230)
AMMORTAMENTI	(1.602)	(62.641)	(474)	–	(64.719)
SVALUTAZIONI	–	(840)	–	–	(840)
ALTRE VARIAZIONI	–	–	–	–	–
<b>COSTO STORICO</b>	<b>77.500</b>	<b>2.183.437</b>	<b>19.511</b>	<b>94.189</b>	<b>2.374.637</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(26.004)	(982.475)	(12.487)	–	(1.020.966)
<b>SALDO AL 30/06/2015</b>	<b>51.496</b>	<b>1.200.962</b>	<b>7.024</b>	<b>94.189</b>	<b>1.353.671</b>

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni sono riportati al netto dei rispettivi fondi di ammortamento.

La variazione dell'area di consolidamento si riferisce principalmente alle acquisizioni delle società polacche Hydro Inwestycje SP.Z O.O. e Blachy Pruszyński – Energia SP.Z O.O., come meglio commentato nel paragrafo [Variazione area di consolidamento](#).

Le acquisizioni si riferiscono principalmente agli investimenti relativi ai suddetti parchi eolici in costruzione in Polonia.

Per un'analisi più dettagliata delle acquisizioni si rimanda a quanto riportato al capitolo Investimenti nella [Relazione intermedia sulla gestione](#).

In riferimento allo IAS 23 si precisa che le acquisizioni comprendono 0,6 milioni di interessi passivi relativi agli investimenti nei parchi eolici in Polonia.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella [Nota 26 – Covenants e negative pledge](#) del Bilancio Consolidato 2014, rispetto alla quale non si segnalano novità.

## NOTA 4 – PARTECIPAZIONI

	PARTECIPAZIONI				TOTALE
	IMPRESE CONTROLLATE	JOINT VENTURE	IMPRESE COLLEGATE	ALTRE IMPRESE	
<b>SALDO AL 31/12/2014</b>	<b>458</b>	<b>139.722</b>	<b>15.669</b>	<b>491</b>	<b>156.335</b>
<b>MOVIMENTI DEL PERIODO:</b>					
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO					-
ACQUISIZIONI/AUMENTI DI CAPITALE	-	349	-	-	<b>349</b>
SVALUTAZIONI/UTILIZZO FONDO					
COPERTURA PERDITE	-	-	-	-	-
ALIENAZIONI E DISMISSIONI	-	(895)	(425)	-	<b>(1.320)</b>
VALUTAZIONE SOCIETÀ CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO	-	15.651	121	-	<b>15.772</b>
<b>SALDO AL 30/06/2015</b>	<b>458</b>	<b>154.827</b>	<b>15.365</b>	<b>491</b>	<b>171.139</b>

Le acquisizioni/aumenti di capitale si riferiscono all'acquisto, avvenuto in data 19 giugno 2015, del 50% delle quote delle società di diritto inglese Longburn Wind Farm Limited e Sandy Knowe Wind Farm Limited, per il quale si rimanda al paragrafo [Area di consolidamento](#). La variazione positiva di 15.772 migliaia di Euro prodotta dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto è dovuta ai risultati del periodo delle partecipate. Il risultato positivo si riferisce in particolare alla partecipata TotalErg che risente nel periodo di utili su magazzino non realizzati e di una plusvalenza da operazioni straordinarie. Per maggiori dettagli si rimanda al precedente capitolo [Elenco società del Gruppo](#).

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2015 è il seguente:

	VALUTATE A PATRIMONIO NETTO	VALUTATE AL COSTO	TOTALE
<b>PARTECIPAZIONI</b>			
IN IMPRESE CONTROLLATE NON CONSOLIDATE	-	458	<b>458</b>
IN JOINT VENTURE	154.478	349	<b>154.827</b>
IN IMPRESE COLLEGATE	15.340	25	<b>15.365</b>
IN ALTRE IMPRESE	-	491	<b>491</b>
<b>TOTALE</b>	<b>169.816</b>	<b>1.323</b>	<b>171.139</b>

Il dettaglio delle partecipazioni è stato rappresentato nei prospetti che illustrano l'Area di consolidamento.

## NOTA 5 – ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

	30/06/2015	31/12/2014
CREDITI FINANZIARI VERSO IMPRESE CONTROLLATE NON CONSOLIDATE INTEGRALMENTE	331	1.131
CREDITI FINANZIARI VERSO LUKERG RENEW GMBH	59.108	59.108
ALTRI CREDITI FINANZIARI	38.409	39.344
<b>TOTALE</b>	<b>97.848</b>	<b>99.583</b>

Le "Altre attività finanziarie non correnti" pari a 97.848 migliaia di Euro (99.583 migliaia al 31 dicembre 2014) sono principalmente costituite da finanziamenti a società del Gruppo non consolidate integralmente. Gli altri crediti finanziari comprendono principalmente crediti per contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind che risultano vincolati presso l'apposito Fondo di Giustizia istituito dall'art. 61, comma 23, del Decreto Legge n. 112/2008 (convertito dalla Legge n. 133/2008) ed in attesa di giudizio presso il Tribunale di Avellino, per un importo pari a 32 milioni. Nelle more della definizione del giudizio, il Ministero dello Sviluppo Economico ha revocato i contributi Legge 488/92 a suo tempo assegnati alle società beneficiarie, con decreti notificati rispettivamente in data 29 ottobre e 3 novembre 2014. Avverso i decreti di revoca è stato tempestivamente proposto ricorso straordinario con richiesta di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati e si attende ora la decisione sia sull'istanza cautelare e che sul merito del ricorso. Nelle more di tale ricorso in data 27 luglio 2015 sono stati notificati alle società le cartelle di pagamento a fronte delle quali verranno poste in essere ulteriori azioni di tutela. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (Nota 19 – Altre passività non correnti).

## NOTA 6 – ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Le imposte anticipate sono stanziate, ove è probabile il loro futuro recupero, sulle differenze temporanee, soggette a tassazione anticipata, tra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici ed il valore delle stesse ai fini fiscali e sulle perdite fiscali riportabili.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte differite è pari all'aliquota nominale IRES (27,5%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 5,12%).

Le imposte anticipate al 30 giugno 2015, pari a 154.372 migliaia di Euro (169.671 migliaia al 31 dicembre 2014), sono rilevate principalmente a fronte di stanziamenti a fondi per rischi ed oneri, strumenti finanziari derivati, perdite fiscali riportabili e ritenute recuperabili anche in considerazione della previsione degli imponibili nel medio periodo ed eccedenza ACE (Aiuto Crescita Economica). In particolare le imposte anticipate relative alle perdite fiscali ammontano a 5 milioni.

Si segnala inoltre che non sono state iscritte in bilancio attività per imposte anticipate relative ad eccedenze di interessi passivi riportabili pari a circa 54 milioni riferiti al Gruppo ERG Wind, acquisito nel 2013.



## NOTA 7 – ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 31.498 migliaia di Euro (33.729 al 31 dicembre 2014) sono relative principalmente alla quota ancora da incassare (22 milioni) dei crediti per contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind ([Nota 19 – Altre passività non correnti](#)).

## NOTA 8 – RIMANENZE

	30/06/2015	31/12/2014
MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE E DI CONSUMO	19.213	18.465
PRODOTTI FINITI E MERCI	-	30.631
<b>TOTALE</b>	<b>19.213</b>	<b>49.096</b>

Le rimanenze di materie, relative principalmente a parti di ricambio relative al Business Eolico e Power, sono iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato (costo di sostituzione).

Le parti di ricambio sono funzionali principalmente all'attività di manutenzione ordinaria sugli impianti eolici del Gruppo

Si ricorda che il saldo al 31 dicembre 2014 dei prodotti finiti e merci comprendeva le rimanenze di prodotti petroliferi destinati alla rivendita nell'ambito dell'attività di Supply & Trading, la cui operatività è cessata nel corso del primo semestre 2015.

## NOTA 9 – CREDITI COMMERCIALI

	30/06/2015	31/12/2014
CREDITI VERSO CLIENTI	332.072	386.358
CREDITI VERSO IMPRESE DEL GRUPPO NON CONSOLIDATE INTEGRALMENTE	4.075	62.665
FONDO SVALUTAZIONE CREDITI	(10.419)	(10.419)
<b>TOTALE</b>	<b>325.728</b>	<b>438.604</b>

Il decremento complessivo dei crediti commerciali è da attribuire principalmente alla già commentata uscita dal Business Supply & Trading.

Il saldo al 31 dicembre 2014 dei "Crediti verso società del Gruppo non consolidate integralmente" si riferiva principalmente a forniture di prodotti petroliferi alla joint venture TotalErg nell'ambito dell'attività di Supply & Trading.

Per informazioni relative ai crediti verso parti correlate si rimanda alla [Nota 39 - Parti correlate](#).

Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

Si ritiene che il fondo svalutazione crediti sia congruo a far fronte al rischio di potenziali inesigibilità sui crediti scaduti.

## NOTA 10 – ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

	30/06/2015	31/12/2014
CREDITI TRIBUTARI	48.533	50.122
CREDITI PER EMISSION TRADING	8.488	21.290
CREDITI PER IVA DI GRUPPO VERSO GRUPPO TOTALERG	44.450	–
CREDITI PER IRES CONSOLIDATO FISCALE VERSO GRUPPO TOTALERG	–	2.260
ANTICIPI A FORNITORI E COSTI DIFFERITI	37.552	47.663
CREDITI DIVERSI	17.985	19.590
<b>TOTALE</b>	<b>157.008</b>	<b>140.925</b>

I “Crediti tributari” sono relativi principalmente a posizioni di IVA a credito e a crediti per imposte sul reddito.

I crediti per emission trading si riferiscono al credito di ISAB Energy per rimborso degli oneri relativi all’emission trading. La variazione rispetto a fine anno si riferisce all’incasso del rimborso relativo all’anno 2012.

I “Crediti diversi” includono tra l’altro i crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente e le quote di costi differiti nei periodi successivi. La voce inoltre include 15 milioni a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell’ambito dell’operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla [Nota 20](#) del Bilancio 2014, alla quale si rimanda per maggiori dettagli e rispetto alla quale non rilevano novità.

## NOTA 11 – ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30/06/2015	31/12/2014
CREDITI FINANZIARI VERSO LUKERG RENEW G.M.B.H.	9.802	8.685
CREDITI FINANZIARI VERSO ERG PETROLEOS S.A.	8.559	8.583
ALTRI CREDITI FINANZIARI A BREVE	11.311	41.545
<b>TOTALE</b>	<b>29.672</b>	<b>58.813</b>

Le attività finanziarie correnti si riferiscono a crediti finanziari verso imprese non consolidate integralmente, per un dettaglio delle quali si rimanda alla [Nota 39 – Parti correlate](#), ed al fair value positivo degli strumenti derivati in essere al 30 giugno 2015.

Il decremento degli altri crediti finanziari a breve si riferisce principalmente alla posizione verso il clearing member Newedge Group in relazione alle operazioni futures quotate sulla piattaforma Ice Gasoil, in virtù della già commentata uscita dal Business Supply & Trading.

## NOTA 12 – DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

	30/06/2015	31/12/2014
DEPOSITI BANCARI E POSTALI	1.040.324	1.169.355
DENARO E VALORI IN CASSA	1.260	4
<b>TOTALE</b>	<b>1.041.584</b>	<b>1.169.359</b>

La voce “Depositi bancari e postali” è costituita dalle disponibilità liquide relative agli incassi

realizzati nei precedenti esercizi e conseguenti alla cessione di ISAB S.r.l. e all'estinzione anticipata della convenzione CIP 6, a depositi a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente e alla giacenza sui conti di ERG Power S.r.l. e delle società del Gruppo ERG Renew secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing.

Per quanto riguarda la liquidità vincolata si rimanda a quanto commentato nella [Nota 26 – Covenants e Negative Pledge](#) del Bilancio Consolidato 2014 rispetto alla quale non si segnalano novità.

Si precisa che al 30 giugno 2015 la liquidità soggetta ai diversi vincoli previsti dai contratti di Project Financing risulta pari a circa 99,8 milioni.

## NOTA 13 – PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO

### Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2015, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro cadauna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014).

Alla data del 30 giugno 2015 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la seguente situazione:

- San Quirico S.p.A. è titolare di n. 83.619.940 azioni pari al 55,628%;
- Polcevera S.A. (Lussemburgo) è titolare di n. 10.380.060 azioni pari al 6,905%.

Alla data del 30 giugno 2015 San Quirico S.p.A. e Polcevera S.A. risultavano controllate dalle famiglie Garrone e Mondini, eredi del fondatore del Gruppo ERG, Edoardo Garrone.

### Azioni proprie

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 24 aprile 2015 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 24 aprile 2015, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 (trentamilionisessantaquattromila) azioni ordinarie ERG del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione.

L'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 24 aprile 2015, ad alienare, in una o più volte e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione e comunque non inferiore al valore unitario per azione del patrimonio netto della Società risultante di volta in volta dall'ultimo bilancio approvato.

Al 30 giugno 2015, ERG S.p.A., possiede n. 7.516.000 azioni proprie pari al 5,0% del capitale sociale.

In applicazione dello IAS 32 le azioni proprie sono state iscritte in riduzione del patrimonio netto, mediante utilizzo della Riserva sovrapprezzo azioni.

Il costo originario, le svalutazioni per riduzione di valore, i proventi e le perdite derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

### Altre riserve

Le altre riserve sono costituite principalmente da utili indivisi, dalla riserva sovrapprezzo azioni e dalla riserva di cash flow hedge.

## NOTA 14 – PATRIMONIO NETTO DI TERZI

Il patrimonio netto di terzi deriva dal consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di azionisti terzi:

	% DI AZIONISTI TERZI	QUOTA DI TERZI
ERG RENEW S.P.A.	7,14%	51.467
<b>TOTALE</b>		<b>51.467</b>

Si ricorda infine che nell'ambito degli accordi di acquisizione del Gruppo ERG Wind, è prevista un'opzione put and call sul rimanente 20% del capitale che potrà essere esercitata non prima di tre anni dalla data del closing. In considerazione dei termini dell'opzione e delle modalità di calcolo del relativo prezzo di esercizio si è assunta come certa l'acquisizione delle quote di terzi con la conseguente attrazione nel patrimonio netto di Gruppo delle quote di minoranza.

## NOTA 15 – TRATTAMENTO FINE RAPPORTO

La posta, pari a 4.141 migliaia di Euro (4.727 al 31 dicembre 2014), accoglie la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

## NOTA 16 – PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite sono stanziare sulla base delle differenze temporanee, soggette a tassazione differita, derivanti dalle rettifiche apportate ai singoli bilanci delle società consolidate in applicazione dei Principi Contabili omogenei di Gruppo nonché sulle differenze temporanee fra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici ed il valore delle stesse ai fini fiscali.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte differite è pari all'aliquota nominale IRES (27,5%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,50% - 5,12%).

Le imposte differite al 30 giugno 2015 pari a 169.126 migliaia di Euro (179.401 migliaia di Euro al 31 dicembre 2014), sono stanziare principalmente sugli ammortamenti fiscali eccedenti gli ammortamenti economico-tecnici e sui plusvalori su aggregazioni aziendali.

## NOTA 17 – FONDI PER RISCHI E ONERI NON CORRENTI

	30/06/2015	INCREMENTI	DECREMENTI	RICLASSIFICHE	31/12/2014
FONDO SITO DI PRIOLO	81.972	-	(27)	(1.425)	83.424
FONDO ONERI DI RIPRISTINO	18.155	389	-	-	17.766
ALTRI FONDI	1.722	-	-	1.425	297
<b>TOTALE</b>	<b>101.849</b>	<b>389</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>	<b>101.487</b>

I fondi per rischi ed oneri non correnti comprendono principalmente passività legate al sito di Priolo (82,0 milioni) come meglio commentato alla [Nota 26 – Passività potenziali e contenziosi](#) e conseguenti principalmente all'uscita dal settore della raffinazione e gli oneri di ripristino del sito su cui operano i parchi eolici (18,2 milioni) iscritti in contropartita a maggiori immobilizzazioni materiali. Quest'ultima rilevazione deriva da un'analisi elaborata sulla base delle più recenti evidenze di costruzione e di rimozione di un parco eolico e dalla conseguente rivisitazione delle stime utilizzate negli esercizi precedenti.

## NOTA 18 – PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

	30/06/2015	31/12/2014
MUTUI E FINANZIAMENTI A MEDIO-LUNGO TERMINE	–	13.583
- QUOTA CORRENTE FINANZIAMENTI A MEDIO-LUNGO TERMINE	–	(13.583)
	–	–
PROJECT FINANCING A MEDIO-LUNGO TERMINE	1.197.235	1.297.324
- QUOTA CORRENTE PROJECT FINANCING	(145.818)	(164.528)
	<b>1.051.417</b>	<b>1.132.796</b>
ALTRI DEBITI FINANZIARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	<b>154.747</b>	<b>181.108</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.206.164</b>	<b>1.313.904</b>

### Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine

Non risultano in essere mutui e finanziamenti al 30 giugno 2015 (13,6 milioni al 31 dicembre 2014).

Si precisa che il finanziamento concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti a fronte del Progetto "ERG Energia Sicilia", in scadenza al 31 dicembre 2015 ma il cui rimborso è stato anticipato nel corso del primo semestre 2015, era assistito da garanzie per un importo pari a 51 milioni, ancora esistenti al 30 giugno 2015.

**Project Financing a medio-lungo termine**  
 Si riepilogano nella seguente tabella le principali caratteristiche dei Project Financing in essere al 30 giugno 2015:

SOCIETÀ	PARCO EOLICO / CENTRALE TERMoeLETRICA	VALORE NETTO CONTABILE ASSET	VALORE CONTABILE PASSIVITÀ FINANZIARIA	FORMA TECNICA	DEBITO FINANZIARIO ASSOCIATO		
					EROGAZIONE	SCADENZA	COPERTURA
ERG WIND INVESTMENTS	PARCHI EOLICI GRUPPO ERG WIND	612.764	567.201	PROJECT FINANCING	2008	2022	IRS:TASSO FISSO MEDIO 4,46%
ERG EOLICA ADRIATICA	ROTELLO - ASCOLI SATRIANO (CB/FG)	149.911	130.551	PROJECT FINANCING	2009	2022	IRS:TASSO FISSO 4,85%
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO	FOSSA DEL LUPO (CZ)	129.636	100.214	PROJECT FINANCING	2012	2025	IRS:TASSO FISSO 2,26%
ERG EOLICA CAMPANIA	BISACCIA 2 - FOIANO - MOLINARA - BASELICE LACEDONIA 2 (AV/BN)	97.809	62.688	PROJECT FINANCING	2009	2020	IRS:TASSO FISSO 4,37%
ERG EOLICA GINESTRA	GINESTRA (BN)	66.307	34.249	PROJECT FINANCING	2010	2025	IRS:TASSO FISSO 3,27%
ERG EOLICA AMARONI	AMARONI (CZ)	35.756	30.806	PROJECT FINANCING	2013	2026	IRS:TASSO FISSO 1,68%
GREEN VICARI	VICARI (PA)	28.987	21.402	PROJECT FINANCING	2008	2019	IRS:TASSO FISSO 2,235%
ERG EOLICA FAETO	FAETO (FG)	21.812	22.208	PROJECT FINANCING	2007	2021	IRS A PARTIRE DAL 1° GENNAIO 2016 TASSO FISSO 2,13%
EOLIENNES DU VENT SOLAIRE	PLOGASTEL SAINT GERMANE (FRANCIA)	5.805	5.981	PROJECT FINANCING	2011	2025	FINANZIAMENTO A TASSO FISSO
PARC EOLIEN LES MARDEAUX	LES MARDEAUX (FRANCIA)	3.790	4.728	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DE HETOMESNIL	HETOMESNIL (FRANCIA)	3.864	3.985	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DE LIHUS	LIHUS (FRANCIA)	3.969	3.845	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DE LA BRUYERE	LA BRUYERE (FRANCIA)	3.730	3.640	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,77%
PARC EOLIEN DU CARREAU	CARREAU (FRANCIA)	3.112	3.469	PROJECT FINANCING	2005	2019	IRS:TASSO FISSO MEDIO 5,39%
ERG EOLICA BASILICATA	PALAZZO SAN GERVASIO (PZ)	42.808	40.248	PROJECT FINANCING	2010	2031	IRS:TASSO FISSO 2,77%
ERG POWER	IMPIANTO CCGT	371.142	162.019	PROJECT FINANCING	2010	2021	IRS:TASSO FISSO 2,77%
<b>TOTALE</b>			<b>1.197.235</b>				

Al 30 giugno 2015 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e Project Financing era dell'1,76% (1,86% al 31 dicembre 2014). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Le scadenze, divise per anno, dei debiti bancari a medio-lungo termine in essere, sono le seguenti:

	MUTUI E FINANZIAMENTI	PROJECT FINANCING
ENTRO 30/06/2016	-	145.818
ENTRO 30/06/2017	-	110.832
ENTRO 30/06/2018	-	122.447
ENTRO 30/06/2019	-	141.282
ENTRO 30/06/2020	-	139.169
OLTRE 30/06/2020	-	537.686
<b>TOTALE</b>	<b>-</b>	<b>1.197.235</b>

	30/06/2015	31/12/2014
<b>GARANTITI DA IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI DI PROPRIETÀ</b>		
CON SCADENZE FINO A DICEMBRE 2026	1.197.235	1.297.324
<b>GARANTITI DA FIDEJUSSIONI BANCARIE</b>		
CON SCADENZE FINO A DICEMBRE 2015	-	13.583
<b>TOTALE</b>	<b>1.197.235</b>	<b>1.310.907</b>

Si rimanda inoltre alla [Nota 26 – Covenants e negative pledge](#) del Bilancio Consolidato 2014, rispetto alla quale non si segnalano novità.

### Altri debiti finanziari a medio-lungo termine

Gli altri debiti finanziari a medio-lungo termine includono le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 154,7 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014) di cui si fornisce qui di seguito il dettaglio:

	BANCA EMITTENTE	CONTRATTO	SCADENZA	DEBITO PER FAIR VALUE (MIGLIAIA DI EURO)	
				30/06/2015	31/12/2014
ERG WIND INVESTMENT LTD.	RBS	IRS	31/12/22	(56.554)	(65.303)
ERG WIND INVESTMENT LTD.	BOS	IRS	31/12/22	(42.331)	(48.884)
ERG EOLICA ADRIATICA S.R.L.	BNP PARIBAS BNL	IRS	15/06/22	(9.729)	(11.175)
ERG EOLICA ADRIATICA S.R.L.	ING	IRS	15/06/22	(9.729)	(11.175)
ERG EOLICA ADRIATICA S.R.L.	RBS	IRS	15/06/22	(9.729)	(11.175)
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO S.R.L.	ING	IRS	31/12/25	(2.551)	(3.178)
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO S.R.L.	CRÉDIT AGRICOLE	IRS	31/12/25	(2.194)	(2.733)
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO S.R.L.	CENTROBANCA	IRS	31/12/25	(1.683)	(2.098)
ERG EOLICA CAMPANIA S.P.A.	RBS	IRS	31/05/20	(1.797)	(2.144)
ERG EOLICA GINESTRA S.R.L.	UNICREDIT	IRS	30/06/25	(1.459)	(1.718)
ERG EOLICA GINESTRA S.R.L.	CENTROBANCA	IRS	30/06/25	(1.459)	(1.718)
ERG EOLICA GINESTRA S.R.L.	BARCLAYS	IRS	30/06/25	(1.459)	(1.718)
ERG EOLICA AMARONI S.R.L.	CREDIT AGRICOLE	IRS	31/12/26	(523)	(727)
ERG EOLICA AMARONI S.R.L.	ING	IRS	31/12/26	(523)	(727)
GREEN VICARI S.R.L.	BNL	IRS	30/06/19	(479)	(658)
ERG EOLICA FAETO S.R.L.	BANCO POPOLARE	IRS	31/12/21	(456)	(478)
ERG EOLICA FAETO S.R.L.	UNICREDIT	IRS	31/12/21	(456)	(478)
PARC EOLIEN LES MARDEAUX S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(213)	(259)
PARC EOLIEN LES MARDEAUX S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(222)	(271)
PARC EOLIEN DE HETOMESNIL S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(200)	(244)
PARC EOLIEN DE HETOMESNIL S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(209)	(255)
PARC EOLIEN DE LIHUS S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(205)	(250)
PARC EOLIEN DE LIHUS S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(214)	(261)
PARC EOLIEN DE LA BRUYERE S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(214)	(261)
PARC EOLIEN DE LA BRUYERE S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(224)	(273)
PARC EOLIEN DU CARREAU S.A.S.	HSH	IRS	30/12/19	(112)	(175)
ERG EOLICA BASILICATA S.R.L.	BNP PARIBAS BNL	IRS	30/06/31	(408)	(806)
ERG EOLICA BASILICATA S.R.L.	CREDIT AGRICOLE	IRS	30/06/31	(408)	(806)
ERG POWER S.R.L.	BNP PARIBAS BNL	IRS	31/12/21	(2.746)	(3.403)
ERG POWER S.R.L.	INTESA	IRS	31/12/21	(2.746)	(3.403)
ERG POWER S.R.L.	CREDIT AGRICOLE	IRS	31/12/21	(2.200)	(2.727)
ERG POWER S.R.L.	SANTANDER	IRS	31/12/21	(436)	(541)
ERG POWER S.R.L.	CENTROBANCA	IRS	31/12/21	(436)	(541)
ERG POWER S.R.L.	ING	IRS	31/12/21	(436)	(541)
<b>TOTALE</b>				<b>(154.747)</b>	<b>(181.108)</b>

### NOTA 19 – ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

Le altre passività non correnti, pari a 86.881 migliaia di Euro (95.375 migliaia di Euro al 31 dicembre 2014), comprendono principalmente la passività legata alla valorizzazione dell'opzione di cessione condizionata concessa ad UniCredit nell'ambito dell'operazione di aumento di capitale di ERG Renew del 16 gennaio 2014, le quote di proventi differiti, debiti tributari ed altre poste minori.

Le altre passività non correnti minori comprendono principalmente le quote di proventi differiti nei periodi successivi oltre alle potenziali rettifiche stimate pari a 10 milioni relative al corrispettivo dell'acquisizione del Gruppo ERG Wind.



## NOTA 20 – FONDI PER RISCHI E ONERI CORRENTI

	30/06/2015	INCREMENTI	DECREMENTI	RICLASSIFICHE	31/12/2014
FONDO PER COPERTURA PERDITE SOCIETÀ PARTECIPATE	4.772	–	–	–	4.772
FONDO RISCHI LEGALI	4.022	98	–	–	3.924
FONDO ONERI CONTROSTALLIE E ONERI ACCESSORI NOLI	1.761	–	(363)	–	2.124
FONDO INTERESSI E RIVALUTAZIONE LEGGE 488/1992	14.882	–	–	–	14.882
ALTRI FONDI	25.724	836	(17.428)	–	42.316
<b>TOTALE</b>	<b>51.161</b>	<b>934</b>	<b>(17.791)</b>	<b>–</b>	<b>68.018</b>

I fondi per rischi ed oneri correnti al 30 giugno 2015 comprendono:

- il fondo per copertura perdite società partecipate (5 milioni), relativo alla società controllata ERG Petroleos, società non più operativa, in corso di liquidazione e altre poste minori;
- il fondo rischi legali (4 milioni) relativo ai potenziali rischi riguardanti i contenziosi legali in essere;
- il fondo oneri controstellie ed oneri accessori noli relativo alle code del Business Supply & Trading;
- il fondo per oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell’ambito dell’operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla [Nota 5 – Altre attività finanziarie non correnti](#). Si precisa che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore e pertanto si è proceduto a stanziare il relativo credito nelle “Altre attività correnti”;
- gli altri fondi per rischi ed oneri relativi principalmente al fondo ristrutturazione, ad oneri ritenuti probabili nei rapporti commerciali ed oneri potenziali di sito relativi a poste pregresse.

Per maggiori dettagli sugli incrementi del periodo si rimanda alla [Nota 31 – Costi per servizi ed altri costi](#).

Il decremento rispetto al 2014 è dovuto principalmente all’utilizzo del fondo ristrutturazione relativo al business supply and trading, come meglio descritto al paragrafo Utilizzo fondo ERG Supply & Trading della [Nota 38 – Risultato netto delle discontinued operations](#), oltrechè all’utilizzo di oneri accessori legati a compravendita di prodotti petroliferi relativi alle code del Business Supply & Trading.

## NOTA 21 – DEBITI COMMERCIALI

	30/06/2015	31/12/2014
DEBITI VERSO FORNITORI	143.942	285.050
DEBITI VERSO SOCIETÀ DEL GRUPPO NON CONSOLIDATE INTEGRALMENTE	156	12.620
<b>TOTALE</b>	<b>144.098</b>	<b>297.670</b>

Trattasi di debiti derivanti da rapporti di natura commerciale che hanno scadenza entro l’esercizio successivo.

I debiti commerciali sono diminuiti principalmente a causa della già commentata uscita dal Business Supply & Trading.

## NOTA 22 – PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30/06/2015	31/12/2014
<b>PASSIVITÀ BANCARIE A BREVE</b>	<b>116.407</b>	<b>60.270</b>
<b>ALTRE PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE:</b>		
QUOTA CORRENTE DEBITI VERSO BANCHE A MEDIO-LUNGO TERMINE	–	13.583
PROJECT FINANCING A BREVE TERMINE	145.818	164.528
ALTRI DEBITI FINANZIARI	4.935	5.988
	<b>150.753</b>	<b>184.099</b>
<b>TOTALE</b>	<b>267.160</b>	<b>244.369</b>

Di seguito sono espone le principali informazioni relative alle "Passività bancarie a breve":

- gli importi delle linee di credito a breve utilizzate al 30 giugno 2015 sono pari al 12% del totale degli importi accordati (21% al 31 dicembre 2014);
- l'utilizzo medio nel corso del periodo delle linee di credito a breve è stato pari al 13% del totale degli importi accordati (30% al 31 dicembre 2014);
- tali linee sono a revoca e non supportate da garanzie;
- al 30 giugno 2015 il tasso di interesse medio ponderato sull'indebitamento a breve era dello 0,40% (0,82% al 31 dicembre 2014).

Gli altri debiti finanziari comprendono principalmente i debiti finanziari a breve per strumenti derivati e per l'acquisto della partecipazione totalitaria nella società polacca Blachy Pruszynsky-Eenergy SP.Z O.O.

## NOTA 23 – POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	30/06/2015	31/12/2014
DEBITI VERSO BANCHE A MEDIO-LUNGO TERMINE	18	–	13.583
- QUOTA CORRENTE MUTUI E FINANZIAMENTI	18, 22	–	(13.583)
DEBITI FINANZIARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	18	154.747	181.108
<b>TOTALE</b>		<b>154.747</b>	<b>181.108</b>
PROJECT FINANCING A MEDIO-LUNGO TERMINE	18	1.197.235	1.297.324
- QUOTA CORRENTE PROJECT FINANCING	18, 22	(145.818)	(164.528)
<b>TOTALE</b>		<b>1.051.417</b>	<b>1.132.796</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE/ (DISPONIBILITÀ FINANZIARIE A MEDIO-LUNGO TERMINE)</b>		<b>1.206.164</b>	<b>1.313.904</b>
DEBITI VERSO BANCHE A BREVE TERMINE	22	116.407	73.850
DEBITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	22	4.935	5.991
<b>TOTALE</b>		<b>121.342</b>	<b>79.841</b>
DISPONIBILITÀ LIQUIDE	12	(941.792)	(1.047.328)
TITOLI E ALTRI CREDITI FINANZIARI A BREVE TERMINE	11	(29.672)	(58.813)
<b>TOTALE</b>		<b>(971.464)</b>	<b>(1.106.141)</b>
PROJECT FINANCING A BREVE TERMINE	18, 22	145.818	164.528
DISPONIBILITÀ LIQUIDE	12	(99.792)	(122.031)
<b>TOTALE</b>		<b>46.026</b>	<b>42.497</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO A BREVE TERMINE/ (DISPONIBILITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE)</b>		<b>(804.096)</b>	<b>(983.803)</b>
<b>POSIZIONE FINANZIARIA NETTA</b>		<b>402.068</b>	<b>330.101</b>

La posizione finanziaria netta al 30 giugno 2015 risulta passiva per 402 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente a seguito degli investimenti del semestre, della distribuzione dei dividendi e del pagamento delle imposte parzialmente compensati dal flusso di cassa del periodo. Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 154,7 milioni (181,1 milioni al 31 dicembre 2014).

## NOTA 24 – ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

	30/06/2015	31/12/2014
DEBITI TRIBUTARI	69.830	44.219
DEBITI VERSO ERARIO PER ACCISE	578	468
DEBITI VERSO IL PERSONALE	5.912	6.676
DEBITI VERSO ISTITUTI DI PREVIDENZA ED ASSISTENZA	3.944	4.153
DEBITI PER CONSOLIDATO FISCALE VERSO TOTALERG S.P.A.	3.019	73.674
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	25.374	27.461
<b>TOTALE</b>	<b>108.657</b>	<b>156.651</b>

I "Debiti tributari" sono principalmente relativi alla stima delle imposte sul reddito di competenza del periodo ed al debito per IVA da versare.

Si segnala che nel corso del primo semestre 2015 sono state pagate imposte per circa 99 milioni di Euro a titolo di saldo 2014 e acconto 2015 di cui circa 69 milioni sono stati versati a TotalErg nell'ambito degli accordi del Consolidato fiscale a titolo di remunerazione delle perdite apportate ed utilizzate.

#### **NOTA 25 – COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE**

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2015 non si segnalano novità di rilievo a quanto segnalato nel Bilancio Consolidato 2014 (Nota 26), al quale si rimanda per maggiori dettagli.

#### **NOTA 26 – PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI**

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività. Tuttavia, sulla base delle informazioni a disposizione e considerando i fondi rischi stanziati, si ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi significativi sul Gruppo.

##### **Sito di Priolo**

Come già ricordato nei precedenti Bilanci, in data 30 dicembre 2013 ERG S.p.A. ha ceduto l'ultima quota detenuta in ISAB S.r.l., uscendo in via definitiva dal business della Raffinazione costiera.

Tuttavia, risultano ancora in essere alcune passività potenziali legate al Sito di Priolo rivenienti dagli anni precedenti e non ancora definite compiutamente.

In occasione della redazione del Bilancio 2013, in considerazione dell'alea insita nei contenziosi anche tributari, della complessità dei rapporti di sito e in generale della conclusione delle attività legate al business della Raffinazione costiera si era proceduto a una valutazione complessiva del rischio connesso alle tematiche sopra commentate, stimando lo stanziamento di un "Fondo Sito di Priolo" pari a 91 milioni (82 milioni al 30 giugno 2015 e 83 milioni al 31 dicembre 2014).

In particolare:

- Con riferimento alla controversia a suo tempo instaurata da ERG Raffinerie Mediterranee (ora ERG S.p.A.) con le Autorità Tributarie in merito all'applicazione delle **tasse portuali** agli imbarchi e sbarchi presso il pontile di Santa Panagia, si ricorda che in data 6 aprile 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa si è pronunciata nel merito accogliendo parzialmente il ricorso della società e dichiarando non dovute le tasse portuali fino a tutto il 2006, dichiarandole invece dovute a partire dal 2007. La sentenza di primo grado è stata impugnata nei termini dall'Agenzia delle Entrate e da ERG con appello incidentale relativamente al periodo successivo al 2006. Nel corso dell'udienza di discussione dell'11 febbraio 2013 sono state esposte al Collegio da parte dell'Avvocatura dello Stato e da parte dei legali della Società le tesi a sostegno di ciascuna parte. La sentenza di secondo grado, emessa dalla Commissione Tributaria Regionale e depositata in data 27 maggio 2013, ha definito l'appello riformando la sentenza di primo grado in senso negativo per ERG. A seguito di un'approfondita valutazione delle motivazioni della sentenza di secondo grado, la società ha deciso di ricorrere per Cassazione, ritenendo le proprie ragioni solidamente fondate (in particolare riguardo alla nozione di porto ai sensi della Legge 84/94 e alla presunta valenza novativa o retroattiva dell'art. 1 comma 986 della Legge Finanziaria per il 2007). La Commissione Tributaria Regionale di Siracusa in data 4 novembre 2013 ha accolto la richiesta di sospensiva dell'efficacia della sentenza di secondo grado a fronte del rilascio di una fideiussione assicurativa a prima richiesta in favore dell'Agenzia delle Dogane. Si at-

tende la fissazione dell'udienza. Si ricorda che a partire dal 2007 i tributi di riferimento erano già stati rilevati a Conto Economico per competenza e nessun accantonamento era stato invece effettuato per gli anni dal 2001 al 2006.

- Con riferimento al **rischio ambientale**, per quanto riguarda il Sito Sud la probabilità di esposizione a passività potenziali è giudicata remota in quanto il rischio in commento è già circoscritto dalla transazione sottoscritta con il Ministero dell'Ambiente nell'agosto 2011 e registrata dalla Corte dei Conti in data 20 dicembre 2011 e quantificato dal Settlement Agreement sottoscritto in data 30 dicembre 2013 tra ERG S.p.A. e LUKOIL.

Per quanto riguarda il Sito Nord, in dipendenza del duplice meccanismo di garanzie derivante sia dal contratto perfezionato con ENI (precedente proprietario del sito), che da quello perfezionato con LUKOIL (nuovo proprietario) ne deriva quanto segue: (i) per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1° ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente; (ii) con riferimento ai potenziali danni relativi al periodo 1° ottobre 2002 – 1° dicembre 2008 e derivanti dalla violazione delle garanzie ambientali rilasciate da ERG, risponde quest'ultima. Alla responsabilità contrattuale di ERG nei confronti di LUKOIL si applicano le seguenti limitazioni: (a) limite massimo superiore applicabile pari al prezzo di cessione della partecipazione in ISAB S.r.l.; (b) le garanzie ambientali hanno una durata di 10 anni e nel caso di incerta identificazione del periodo cui si riferisce il potenziale danno si applica un decalage sino al 2018.

Nel contratto con LUKOIL è prevista una responsabilità di ERG illimitata nel tempo per i potenziali danni legati ad eventi noti al momento di stipula del contratto (Known Environmental Matters). Fino ad un importo di 33,4 milioni di Euro gli oneri sono ripartiti tra ERG e LUKOIL (51% e 49%).

- Con riferimento ai **rapporti commerciali di sito** rimangono ancora in via di definizione alcune posizioni sia di natura creditoria che debitoria relative principalmente a forniture di prodotti petroliferi e utilities relative ad anni precedenti.

In occasione della redazione della presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015, il Management del Gruppo, assistito dalle unità organizzative aziendali preposte e dai pareri dei propri consulenti legali e fiscali, ha curato una complessiva rianalisi delle tematiche sopra descritte, rilevando la sostanziale assenza di elementi di novità e confermando pertanto la congruità delle valutazioni precedentemente operate. Al 30 giugno 2015, pertanto, il fondo rischi è ritenuto adeguato e nel periodo si segnala solo un utilizzo parziale per circa 1 milione legato alla rilevazione di alcune passività legate ad impegni di anni pregressi.

### TotalErg

Il 3 dicembre 2013, presso le sedi di TotalErg S.p.A. di Roma e Milano e di ERG S.p.A. di Genova, la Guardia di Finanza di Roma ha dato esecuzione al decreto di perquisizione emesso dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma nell'ambito di un procedimento penale avviato nei confronti di alcuni esponenti di ERG S.p.A. e di TotalErg S.p.A. (società nata dalla fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A. in ERG Petroli S.p.A.).

Le indagini – secondo quanto risulta dall'imputazione formulata nel menzionato decreto – avevano ad oggetto presunte irregolarità fiscali riferite all'esercizio 2010, che sarebbero state realizzate attraverso la registrazione nella contabilità di TotalErg S.p.A. di fatture per asserite operazioni inesistenti di acquisto greggi, emesse per complessivi 904 milioni da società con sede alle Bermuda appartenenti al Gruppo Total, i cui costi sono stati inclusi nelle dichiarazioni fiscali di TotalErg S.p.A., e recepite dalla consolidante ERG S.p.A. nella dichiarazione del Consolidato fiscale nazionale del Gruppo ERG.

Non appena avuta notizia delle indagini in corso, la Società ha avviato un'intensa attività di verifica, diretta alla puntuale ricostruzione dei fatti e delle operazioni oggetto di contestazione, nonché un'attenta analisi del sistema dei controlli interni.

Sotto il profilo tributario, in data **6 agosto 2014** ERG S.p.A., a seguito delle stesse indagini, ha ricevuto in qualità di consolidante fiscale, un processo verbale di constatazione (PVC) da parte della Guardia di Finanza di Roma redatto nei confronti di TotalErg il cui contenuto richiama sostanzialmente le predette contestazioni.

Si segnala inoltre che, in pari data, TotalErg ha ricevuto un processo verbale di constatazione per presunte irregolarità fiscali relative a Total Italia per gli anni 2007, 2008, 2009, di natura e importi sostanzialmente analoghi, per ciascuno esercizio, a quelle sopra richiamate, riferite quindi a periodi anteriori alla costituzione della joint venture TotalErg.

A fronte dei citati processi verbali di constatazione ERG S.p.A. e TotalErg S.p.A., per ribadire ulteriormente la correttezza del proprio operato, hanno presentato all'Amministrazione Finanziaria proprie osservazioni e note di approfondimento.

In data **26 giugno 2015** è stato notificato ad ERG S.p.A. in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg S.p.A., in qualità di consolidata (ex ERG Petroli S.p.A.), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg S.p.A. 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 citato PVC del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125mila Euro.

In data **6 luglio 2015** sono stati notificati alla partecipata TotalErg S.p.A., in qualità di incorporante di Total Italia S.p.A., 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 S.p.A., pari a circa 2.864 milioni di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono considerevolmente, anche in questo caso, tale importo a circa 6 milioni.

ERG, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti e di avere sempre agito correttamente, valuterà le azioni più opportune da intraprendere entro i termini previsti dalla normativa vigente.

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.

### **ERG Eolica Ginestra**

Nel corso del 2014 ERG Eolica Ginestra S.r.l. è stata oggetto di una verifica fiscale per l'anno d'imposta 2010 ai fini IRES, IRAP ed IVA da parte della Direzione Provinciale di Genova della Agenzia delle Entrate, che si è conclusa con l'emissione di un processo verbale di constatazione notificato alla società in data 13 novembre 2014.

L'Agenzia contesta unicamente un presunto illegittimo godimento dell'agevolazione fiscale disciplinata dall'art. 5 del D.L. n. 78/2009, convertito con modificazioni dalla Legge n. 102/2009 ("Detassazione degli investimenti in macchinari") c.d. Tremonti-ter proponendo una ripresa tassazione ai fini IRES del 2010 del 50% degli investimenti che la società aveva agevolato fiscalmente.

La Società ritiene di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa in sede di impugnazione dell'avviso di accertamento che dovesse essere emesso a seguito del medesimo processo verbale di constatazione.

In data 30 marzo 2015 è stato notificato, ad ERG Renew S.p.A. in qualità di consolidante fiscale e a ERG Eolica Ginestra S.r.l. in qualità di consolidata, un avviso di accertamento ai fini IRES per

l'anno di imposta 2010, confermando il rilievo operato in sede di verifica per un importo pari circa 26 milioni di minore perdita fiscale.

In data 5 giugno 2015 la società ha presentato ricorso con relativa istanza di sospensione della riscossione che è stata accolta in data 16 luglio 2015.

L'udienza di discussione del ricorso presso la Commissione Tributaria di Genova non risulta fissata alla data di redazione del presente documento.

In considerazione di quanto sopra il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

### **Contributi Legge 488/92 delle società ERGWind**

Nel periodo 2001-2005, precedentemente quindi all'acquisizione delle società del Gruppo International Power Maestrale IPM da parte di ERG Renew S.p.A., erano stati assegnati alle medesime società fondi ai sensi della Legge 488/1992 per un totale di 53,6 milioni.

In relazione all'assegnazione di tali contributi nel corso del primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Avellino in relazione alla presunta falsità di alcuni dei documenti forniti in sede di richiesta.

Nel corso del 2007 è stato disposto il sequestro degli incentivi Legge 488/1992 ancora da erogare (21,9 milioni) e in data 30 settembre 2008 il Pubblico Ministero ha disposto il sequestro preventivo su sette parchi eolici. Successivamente, a seguito del deposito di una somma pari a 31,6 milioni da parte delle società coinvolte, nel corso del gennaio 2010 è stata disposta la restituzione dei parchi eolici sottoposti a sequestro preventivo, previo sequestro delle predette somme. Tali importi sono poi successivamente stati trasferiti al Fondo Unico di Garanzia.

Nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i provvedimenti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi.

In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati contro il Ministero dello Sviluppo Economico i ricorsi straordinari da parte delle società coinvolte con contestuale richiesta di sospensione ed istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati.

In data 27 luglio 2015 sono stati notificati alle società le cartelle di pagamento a fronte delle quali verranno poste ulteriori azioni di tutela.

Si ricorda che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore: in considerazione dei suddetti accordi, a fronte dei citati crediti era già stata stanziata una passività di pari importo nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (Nota 19 – Altre passività non correnti).

In considerazione delle garanzie descritte e di quanto rilevato negli esercizi precedenti non si rendono necessari ulteriori stanziamenti in bilancio.

## ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

Il Conto Economico del primo semestre 2015 non tiene conto dei risultati di ERG Supply & Trading S.p.A., la cui operatività è cessata nel corso del semestre.

Il Conto Economico del primo semestre 2014 è rappresentato in applicazione dell'IFRS 5, con l'esclusione dei rami d'azienda di ISAB Energy S.r.l. e ISAB Energy Services S.r.l., costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione, di ERG Oil Sicilia S.r.l. ed ERG Supply & Trading S.p.A. Gli impatti delle esclusioni citate, indicate separatamente alla riga "Risultato netto discontinued operations", sono meglio descritti alla [Nota 37 – Risultato netto discontinued operations](#).

In particolare il Principio richiede di esporre in un'unica riga del Conto Economico il risultato netto delle attività operative cessate e destinate ad essere cedute.

Tale esposizione è coerentemente proposta anche per il periodo precedente presentato per i fini comparativi: pertanto si è provveduto a riclassificare opportunamente il primo semestre 2014 rispetto alla versione precedentemente approvata.

### NOTA 27 – RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
RICAVI DELLE VENDITE	369.202	408.023
RICAVI DELLE PRESTAZIONI	2.661	5.231
RICAVI PER "CERTIFICATI VERDI" ITALIA	112.984	105.600
<b>TOTALE</b>	<b>484.847</b>	<b>518.854</b>

La ripartizione del totale dei ricavi della gestione caratteristica per settore è così rappresentabile:

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
RINNOVABILI	182.332	170.128
POWER & GAS	301.807	344.803
CORPORATE	708	3.923
<b>TOTALE</b>	<b>484.847</b>	<b>518.854</b>

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente dalle vendite di energia elettrica al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) e ad altri clienti del distretto industriale di Priolo ai quali vengono somministrate acqua e vapore.

Il dettaglio dei ricavi delle vendite è il seguente:

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
VENDITE A SOCIETÀ DEL GRUPPO NON CONSOLIDATE INTEGRALMENTE	6.358	27.485
VENDITE A TERZI	362.844	380.538
<b>TOTALE</b>	<b>369.202</b>	<b>408.023</b>

I ricavi per "certificati verdi" sono relativi alla produzione del 2015 dei parchi eolici in funzione del Gruppo ERG Renew. La valorizzazione dei "certificati verdi" è stata calcolata al prezzo di 100,5 Euro/MWh determinato sulla base del presunto valore di realizzo. In riferimento alla disciplina normativa dei "certificati verdi" si rimanda a quanto commentato nel paragrafo [Criteri di redazione](#) del Bilancio 2014, rispetto al quale non si segnalano novità.



## NOTA 28 – ALTRI RICAVI E PROVENTI

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
INDENNIZZI	633	1.998
RECUPERI DI SPESE	167	245
PLUSVALENZE DA ALIENAZIONI	105	12
SOPRAVVENIENZE ATTIVE	527	1.379
ALTRI RICAVI	3.312	4.827
<b>TOTALE</b>	<b>4.744</b>	<b>8.461</b>

La voce "Altri ricavi" comprende principalmente affitti attivi, contributi in conto esercizio e i riaddebiti vari a società del Gruppo non consolidate integralmente.

## NOTA 29 – VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME

Le rimanenze di materie, relative a parti di ricambio, sono iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato. La variazione del periodo non risulta significativa.

## NOTA 30 – COSTI PER ACQUISTI

I costi per acquisti si riferiscono principalmente all'acquisto di energia elettrica dal Gestore del Mercato Elettrico e di gas e da altri operatori di mercato.

Il valore del primo semestre ammonta a 212.469 milioni (251.409 milioni al 30 giugno 2014). La diminuzione è legato a minori acquisti di gas destinato alla rivendita.

## NOTA 31 – COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
COSTI PER SERVIZI	49.639	55.366
AFFITTI PASSIVI, CANONI E NOLEGGI	8.049	7.804
SVALUTAZIONI DEI CREDITI	2.581	-
ACCANTONAMENTI PER RISCHI ED ONERI	836	5.925
IMPOSTE E TASSE	4.800	6.711
ALTRI COSTI DI GESTIONE	1.842	3.564
<b>TOTALE</b>	<b>67.747</b>	<b>79.370</b>

I costi per servizi sono così composti:

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
COSTI COMMERCIALI, DI DISTRIBUZIONE E DI TRASPORTO	6.038	3.600
MANUTENZIONI E RIPARAZIONI	9.515	9.058
UTENZE E SOMMINISTRAZIONI	1.036	1.002
ASSICURAZIONI	3.783	4.524
CONSULENZE	6.222	8.304
PUBBLICITÀ E PROMOZIONI	271	228
ALTRI SERVIZI	22.774	28.650
<b>TOTALE</b>	<b>49.639</b>	<b>55.366</b>

I "Costi commerciali, di distribuzione e trasporto" si riferiscono a servizi di vettoriamento di energia elettrica.

Le manutenzioni e riparazioni comprendono le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica.

Il decremento del valore delle consulenze è dovuto ai minori oneri sostenuti in riferimento alle operazioni straordinarie finalizzate nel periodo.

Gli "Altri servizi" riguardano altresì gli emolumenti ad Amministratori e Sindaci, i costi relativi alla sicurezza degli impianti, spese bancarie, generali, per viaggi e soggiorno, corsi di formazione ed aggiornamento e costi del personale.

Gli accantonamenti per rischi ed oneri si riferiscono principalmente ad oneri legati alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2015.

Si ricorda che gli accantonamenti del primo semestre 2014 erano relativi ad oneri relativi al fabbisogno di CO<sub>2</sub> legato alla produzione dell'impianto CCGT di proprietà di ERG Power S.r.l. (3,2 milioni) ed oneri commerciali di sito (2,0 milioni).

Le Imposte e tasse riguardano principalmente gli oneri relativi ai "certificati verdi" degli impianti della produzione termoelettrica, l'imposta municipale unica (IMU e TASI) e le tasse erariali.

## NOTA 32 – COSTI DEL LAVORO

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
SALARI E STIPENDI	17.893	21.236
ONERI SOCIALI	5.350	5.401
TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO	1.255	1.106
ALTRI COSTI	1.261	1.455
<b>TOTALE</b>	<b>25.759</b>	<b>29.198</b>

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

Si evidenzia di seguito la composizione dell'organico di ERG (unità medie del periodo):

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
DIRIGENTI	44	50
QUADRI	148	165
IMPIEGATI	269	362
OPERAI - INTERMEDI	142	195
<b>TOTALE</b>	<b>603</b>	<b>772</b>

Al 30 giugno 2015 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 588 unità (620 unità al 30 giugno 2014).

I dati di organico sopra riportati non tengono conto di eventuali riclassifiche IFRS 5.

La variazione dell'organico medio e puntuale del Gruppo riflette un decremento principalmente riconducibile alla cessione del ramo d'azienda costituito dal personale per la gestione e manutenzione dell'impianto IGCC ed alle procedure di mobilità avviate a fine anno 2014 e proseguite nel 2015.

### NOTA 33 – AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	11.818	11.545
AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	64.719	64.831
SVALUTAZIONE IMMOBILIZZAZIONI	840	16
<b>TOTALE</b>	<b>77.377</b>	<b>76.392</b>

Il valore degli ammortamenti risulta in linea con il periodo posto in comparazione. Le svalutazioni sono operate prudenzialmente in relazione alle componenti di impianti eolici difettate che alla data di bilancio sono ancora oggetto di analisi ai fini di un eventuale ricondizionamento.

### NOTA 34 – PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
<b>PROVENTI</b>		
DIFFERENZE CAMBIO ATTIVE	–	497
INTERESSI ATTIVI BANCARI	5.222	7.792
ALTRI PROVENTI FINANZIARI	11.922	15.981
	<b>17.144</b>	<b>24.270</b>
<b>ONERI</b>		
DIFFERENZE CAMBIO PASSIVE	(21)	–
INTERESSI PASSIVI BANCARI A BREVE TERMINE	(74)	(1.978)
INTERESSI PASSIVI BANCARI A MEDIO-LUNGO TERMINE	(8)	(1.013)
INTERESSI PASSIVI SUL PROJECT FINANCING	(12.983)	(15.530)
ALTRI ONERI FINANZIARI	(31.373)	(32.184)
	<b>(44.459)</b>	<b>(50.705)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>(27.315)</b>	<b>(26.435)</b>

Gli oneri finanziari netti nel primo semestre 2015 sono pari a 27 milioni, rispetto ai 26 milioni registrati nel primo semestre 2014. L'incremento è imputabile principalmente ai minori proventi da cash management parzialmente compensati dai minori interessi passivi bancari sia a breve che a medio-lungo termine a seguito della riduzione del debito per il progressivo rimborso delle rate. 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 5 milioni (8 milioni nel 2014) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 32 milioni (35 milioni nel 2014); i valori a medio-lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi. Si evidenzia inoltre che il primo semestre 2014 includeva proventi derivanti da differenze cambio per circa 0,5 milioni.

### NOTA 35 – PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi da partecipazioni pari a 13.632 migliaia di Euro (oneri per -5.802 migliaia al 30 giugno 2014) comprendono principalmente la quota di pertinenza del Gruppo:

- del risultato della joint venture TotalErg, pari a 13,2 milioni, imputabile principalmente ad effetto prezzo positivo sul valore del magazzino;
- del risultato della joint venture LUKERG Renew GmbH, pari a 0,7 milioni.

Nel primo semestre 2014 la voce comprendeva principalmente:

- il risultato della joint venture TotalErg S.p.A., negativo per 8,3 milioni a causa dello scenario estremamente critico in particolare del settore Oil.

### NOTA 36 – IMPOSTE SUL REDDITO

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
IMPOSTE CORRENTI SUL REDDITO	23.438	25.683
IMPOSTE ESERCIZI PRECEDENTI	(322)	(689)
IMPOSTE DIFFERITE E ANTICIPATE	(3.889)	(3.078)
<b>TOTALE</b>	<b>19.227</b>	<b>21.916</b>

L'accantonamento delle imposte sul reddito del periodo è stato calcolato tenendo conto del prevedibile imponibile fiscale da applicarsi ai redditi delle società del settore energetico e petrolifero.

Le "Imposte differite e anticipate" sono originate dalle differenze temporanee derivanti dalle rettifiche apportate ai bilanci delle società consolidate in applicazione dei principi contabili omogenei di Gruppo, dalle differenze temporanee fra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici e fiscali e dalle perdite fiscali riportabili.

Si segnala altresì che sono imputate direttamente a patrimonio netto imposte differite per 17,8 milioni (positive per 8,2 milioni nel primo semestre 2014) calcolate sul fair value degli strumenti derivati contabilizzati secondo la regola del cash flow hedge.

Si ricorda infine che le imposte del primo semestre 2014 riflettevano l'applicazione dell'addizionale IRES del 6,5% per le imprese operanti nei settori del petrolio e dell'energia ("Robin Tax"), relativamente alla quale, con sentenza n. 10 del 11 febbraio 2015, la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale.

## RICONCILIAZIONE TRA ONERE FISCALE DA BILANCIO E ONERE FISCALE TEORICO

<b>IRES</b>		
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	93.310	
<b>IRES TEORICA 27,5%</b>	<b>25.660</b>	
IMPATTO DELLE RETTIFICHE DI CONSOLIDAMENTO NON RILEVANTI AI FINI DEL CALCOLO DELLE IMPOSTE		(3.769)
IMPATTO DELLE VARIAZIONI FISCALI PERMANENTI		(8.482)
<b>IRES CORRENTE, DIFFERITA E ANTICIPATA</b>		<b>13.410</b>
<b>IRAP</b>		
RISULTATO OPERATIVO	106.994	
SVALUTAZIONE CREDITI	-	
<b>TOTALE</b>	<b>106.994</b>	
<b>IRAP TEORICA 3,5%</b>	<b>3.745</b>	
EFFETTO ALIQUOTA IRAP MAGGIORATA PER ALCUNE SOCIETÀ		1.344
IMPATTO DELLE VARIAZIONI FISCALI PERMANENTI E DELLE RETTIFICHE DI CONSOLIDAMENTO NON RILEVANTI AI FINI DEL CALCOLO DELLE IMPOSTE		1.050
<b>IRAP CORRENTE, DIFFERITA E ANTICIPATA</b>		<b>6.139</b>
<b>TOTALE IMPOSTE TEORICHE</b>	<b>29.405</b>	
<b>TOTALE IRES E IRAP A BILANCIO</b>		<b>19.549</b>
<b>IMPOSTE ESERCIZIO PRECEDENTE</b>		<b>(322)</b>
<b>IMPOSTE SOSTITUTIVE</b>		<b>-</b>
<b>TOTALE IMPOSTE A BILANCIO</b>		<b>19.227</b>

Gli impatti delle rettifiche da consolidamento si riferiscono principalmente ai risultati da valutazione secondo il metodo del patrimonio netto della joint venture TotalErg S.p.A. Si precisa che la suddetta riconciliazione è calcolata su un "Risultato prima delle imposte" che tiene già conto delle riclassifiche ai fini IFRS 5.

### NOTA 37 – RISULTATO NETTO DISCONTINUED OPERATIONS

Il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato riflette l'esclusione dei risultati economici:

- dei rami d'azienda di ISAB Energy S.r.l. e ISAB Energy Services S.r.l. costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione e ceduti in data 30 giugno 2014;
- della società ERG Oil Sicilia S.r.l., ceduta in data 29 dicembre 2014;
- della società ERG Supply and Trading S.p.A. le cui attività sono cessate nel primo semestre 2015.

Poiché tali operazioni hanno riguardato attività del Gruppo che rispecchiano la definizione di "componente dell'entità" prevista dall'IFRS 5 si è provveduto a rappresentare nel presente documento le informazioni integrative richieste dallo standard menzionato.

Tale rappresentazione ha comportato che, per il primo semestre 2015 e, ai fini comparativi, per il primo semestre 2014, le voci di costo e di ricavo relative alle attività operative cedute e da cessare siano classificate nella voce Risultato netto di attività e passività cedute/da cessare.

Di seguito il dettaglio degli impatti a Conto Economico delle riclassifiche IFRS 5.

Si precisa che le seguenti tabelle espongono anche l'effetto delle eliminazioni delle partite infragruppo intercorse tra le società facenti parte del disposal group e quelle rientranti nel perimetro di consolidamento delle attività continue. Il criterio contabile adottato dal Gruppo ha privilegiato l'obiettivo di esporre la situazione così come risulta dopo il deconsolidamento delle attività oggetto dell'operazione.

## PRIMO SEMESTRE 2015

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	1° SEMESTRE 2015			
		ERG OIL SICILIA S.R.L.	SUPPLY & TRADING S.P.A.	RAPPORTI INFRAGRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	A	-	224.526	726	225.252
ALTRI RICAVI E PROVENTI	B	-	5.217	(1.061)	4.156
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE PRODOTTI	C	-	(30.631)	-	(30.631)
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME		-	-	-	-
COSTI PER ACQUISTI	D	-	(198.154)	-	(198.154)
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	E	-	(4.139)	335	(3.804)
COSTI DEL LAVORO	F	-	(3.642)	-	(3.642)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		-	<b>(6.823)</b>	-	<b>(6.823)</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMM.	G	-	(31)	-	(31)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	H	-	(3.450)	-	(3.450)
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	I	(500)	-	-	(500)
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>(500)</b>	<b>(10.304)</b>	-	<b>(10.804)</b>
IMPOSTE SUL REDDITO		-	2.824	-	2.824
<b>RISULTATO NETTO</b>		<b>(500)</b>	<b>(7.480)</b>	-	<b>(7.980)</b>
UTILIZZO FONDO RISTRUTTURAZIONE PORTAFOGLIO DI ATTIVITÀ <sup>(1)</sup>		-	7.480	-	7.480
<b>RISULTATO NETTO DISCONTINUED OPERATIONS</b>		<b>(500)</b>	-	-	<b>(500)</b>

(1) la riga accoglie l'utilizzo del fondo per 10,3 milioni ed il relativo effetto imposte per -2,8 milioni

La consistenza delle voci di bilancio di ERG Supply & Trading S.p.A. del primo semestre 2015, mostra valori in forte decremento rispetto a quelli del primo semestre 2014 in virtù della già citata uscita dal Business Supply & Trading.

- A.** i ricavi della gestione caratteristica di ERG Supply & Trading si riferiscono alla vendita di prodotti petroliferi;
- B.** gli altri ricavi e proventi ad addebiti per controspallie e per servizi di vetting;
- C.** la variazione delle rimanenze alla valorizzazione della variazione delle rimanenze di prodotti petroliferi destinati alla rivendita;
- D.** i costi per acquisti all'acquisto di prodotti petroliferi e oneri accessori ad essi correlati;
- E.** i costi per servizi ed altri costi alla commercializzazione, distribuzione e trasporto di prodotti petroliferi;
- F.** il costo del lavoro si riferisce agli stipendi, oneri sociali e all'accantonamento TFR del personale della società;
- G.** gli ammortamenti e svalutazioni si riferiscono a licenze e software;
- H.** i proventi (oneri) finanziari netti, negativi per 2,5 milioni, si riferiscono a differenze cambio realizzate e valutative e ad interessi passivi verso la controllante ERG S.p.A. in virtù del contratto di tesoreria centralizzata;
- I.** I proventi (oneri) da partecipazioni netti si riferiscono al conguaglio negativo (0,5 milioni) a parziale rettifica del prezzo provvisorio, relativo alla cessione di ERG Oil Sicilia S.r.l.

### Utilizzo fondo ERG Supply & Trading

Si ricorda che nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014 erano stati accantonati a fondo 11,9 milioni per oneri su ristrutturazione portafoglio di attività riferito in particolare alla chiusura delle attività di ERG Supply & Trading S.p.A. A tale riguardo si precisa che i risultati economici di ERG Supply & Trading del primo semestre 2015 sono legati alle ultime operazioni del Business ed in generale alla cessazione di tutte le attività operative.

In considerazione di quanto sopra nella presente Relazione finanziaria semestrale si è proceduto all'utilizzo del fondo stanziato nel 2014 nella misura dei risultati consuntivati da ERG Supply & Trading.

## PRIMO SEMESTRE 2014

(MIGLIAIA DI EURO)	NOTE	1° SEMESTRE 2014				
		ERG OIL SICILIA S.R.L.	ISAB ENERGY <sup>(1)</sup>	SUPPLY & TRADING S.P.A.	RAPPORTI INFRAGRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	1	63.084	285.114	2.096.400	(43.912)	2.400.686
ALTRI RICAVI E PROVENTI	2	917	595.504	6.453	(2.409)	600.465
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE PRODOTTI	3	134	182	85.485	-	85.801
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME		-	293	-	-	293
COSTI PER ACQUISTI	4	(54.490)	(134.313)	(2.176.336)	11.084	(2.354.055)
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	5	(7.517)	(494.516)	(8.550)	35.237	(475.341)
COSTI DEL LAVORO	6	(382)	(6.772)	(1.409)	-	(8.563)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>1.746</b>	<b>245.492</b>	<b>2.043</b>	-	<b>249.286</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMM.	7	(2.086)	(25.182)	(71)	-	(27.339)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	8	115	(174)	(2.147)	-	(2.207)
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI		-	-	-	-	-
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>(225)</b>	<b>220.136</b>	<b>(175)</b>	-	<b>219.740</b>
IMPOSTE SUL REDDITO		92	(115.313)	(564)	-	(115.785)
<b>RISULTATO NETTO DISCONTINUED OPERATIONS</b>		<b>(133)</b>	<b>104.823</b>	<b>(739)</b>	-	<b>103.955</b>

(1) ISAB Energy S.r.l., ISAB Energy Services S.r.l.

### 1. I ricavi della gestione caratteristica:

- 1.1. di ERG Oil Sicilia S.r.l. si riferiscono alle vendite di prodotti petroliferi;
- 1.2. di ISAB Energy alla vendita di energia elettrica al GSE. La voce inoltre comprende in misura minore vendita di idrogeno, prodotti minori ed altre utilities;
- 1.3. di ERG Supply & Trading S.p.A. alla vendita di prodotti petroliferi.

### 2. Gli altri ricavi:

- 2.1. di ERG Oil Sicilia S.r.l. si riferiscono ad affitti di locali bar e market e di terreni per autolavaggi su punti vendita di proprietà della società;
- 2.2. di ISAB Energy principalmente al provento per la risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 pari a circa 515 milioni ed al provento legato allo stralcio del risconto relativo alla Maggiorazione della Tariffa CIP 6, rilevano ai fini dei Principi Contabili Internazionali come meglio descritto al paragrafo [Accordo per la cessione dell'impianto ISAB Energy e risoluzione anticipata CIP 6](#) indicato nel Bilancio 2014;
- 2.3. di ERG Supply & Trading S.p.A. principalmente ad addebiti per controstellie e per servizi di vetting.

### 3. La variazione delle rimanenze prodotti di ERG Supply & Trading S.p.A. accoglie la valorizzazione della variazione delle rimanenze di prodotti petroliferi destinati alla rivendita,

### 4. I costi per acquisti:

- 4.1. di ERG Oil Sicilia S.r.l. includono le spese accessorie, di trasporto, assicurazioni, commissioni, ispezioni e oneri doganali;
- 4.2. di ISAB Energy le somministrazioni di feedstock, altri oli combustibili, ossigeno, energia elettrica ed azoto;
- 4.3. di ERG Supply & Trading S.p.A. l'acquisto di prodotti petroliferi e oneri accessori ad essi correlati.

5. I costi per servizi ed altri costi:
- 5.1. di ERG Oil Sicilia S.r.l. sono costituiti da costi di trasporto, costi per consulenze tecniche, legali e promozione e addebiti da consociate per servizi commerciali;
  - 5.2. di ISAB Energy S.r.l. dalla minusvalenza netta per la cessione degli impianti e del personale per la sua gestione e manutenzione pari a circa 405 oltre ad altri oneri (24 milioni) correlati all'operazione e relativi in particolare al write off di poste contabili relative ai suddetti rami. In particolare si segnala lo stralcio di immobilizzazioni immateriali per 7 milioni;
  - 5.3. di ERG Supply & Trading S.p.A. principalmente da costi legali alla commercializzazione, distribuzione e trasporto di prodotti petroliferi.
6. Il costo del lavoro di ISAB Energy è relativo al ramo d'azienda costituito principalmente dal personale per la gestione e manutenzione del suddetto impianto IGCC.
7. Gli ammortamenti:
- 7.1. di ERG Oil Sicilia S.r.l. si riferiscono principalmente ad impianti e macchinari;
  - 7.2. di ISAB Energy sono relativi principalmente all'impianto IGCC.
8. I proventi (oneri) finanziari netti di ERG Supply & Trading S.p.A. si riferiscono principalmente ad interessi passivi relativi al contratto di tesoreria centralizzata verso la controllante ERG S.p.A.

#### NOTA 38 – POSTE NON RICORRENTI

(MIGLIAIA DI EURO)		1° SEM. 2015		1° SEM. 2014
RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA		–		–
ALTRI RICAVI		–		–
COSTI PER ACQUISTI		–		–
VARIAZIONI DELLE RIMANENZE		–		–
COSTI PER SERVIZI ED ALTRI COSTI	1)	(4.489)	7)	(4.486)
COSTI DEL LAVORO	2)	(398)	8)	(3.729)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI		–		–
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI		–		–
PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI	3)	14.449	9)	(221)
IMPOSTE SUL REDDITO	4)	4.426	10)	2.367
RISULTATO DI AZIONISTI TERZI	5)	(189)		–
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO (ATTIVITÀ CONTINUE)</b>		<b>13.799</b>		<b>(6.069)</b>
RISULTATO NETTO DISCONTINUED OPERATIONS	6)	(500)	11)	58.636

#### Primo semestre 2015:

- 1) i costi per servizi ed altri costi si riferiscono ad oneri per operazioni straordinarie, alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2015 e alla svalutazione di titoli ambientali iscritti nel circolante;
- 2) i costi del lavoro alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2015;
- 3) i proventi (oneri) da partecipazione netti principalmente alla quota di competenza del Gruppo ERG degli utili su magazzino della partecipata TotalErg;
- 4) le imposte allo stralcio dell'addizionale Robin Tax relativa alla fiscalità differita emersa nella Purchase Price Allocation degli anni precedenti oltre che all'effetto fiscale di cui alle poste sopra commentate;



- 5) il risultato di azionisti terzi alla quota di competenza degli azionisti terzi delle poste non ricorrenti relative al Gruppo ERG Renew;
- 6) il risultato netto discontinued operations riflette il conguaglio negativo a parziale rettifica del prezzo provvisorio, conseguente alla cessione di ERG Oil Sicilia S.r.l.

#### Primo semestre 2014:

- 7) i costi per servizi ed altri costi si riferiscono ad oneri per operazioni straordinarie;
- 8) i costi del lavoro a riconoscimenti a dipendenti per operazioni straordinarie;
- 9) i proventi (oneri) da partecipazioni netti ad oneri diversi sostenuti nel periodo dalla partecipata TotalErg;
- 10) le imposte all'effetto fiscale di cui alle poste precedenti;
- 11) il risultato netto di attività e passività cedute e da cessare la rilevazione:
  - a. del provento per la risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 pari a circa 317 milioni;
  - b. della minusvalenza netta per la cessione degli impianti e del personale per la sua gestione e manutenzione pari a circa 268 milioni;
  - c. di altri proventi ed oneri per circa 9 milioni.

## NOTA 39 – PARTI CORRELATE

### Stato Patrimoniale

	ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	CREDITI COMMERCIALI	ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI	ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI	ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI	DEBITI COMMERCIALI	PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI	ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI
LUKERG RENEW GMBH	59.108	142	-	9.804	-	-	-	-	-
TOTALERG S.P.A.	-	2.108	44.450	-	-	-	(156)	-	(3.912)
PRIOLO SERVIZI S.C.P.A.	-	1.102	-	-	-	-	-	-	-
S. QUIRICO S.P.A.	-	749	1.408	-	-	-	-	-	(7.068)
ISAB ENERGY SOLARE S.R.L.	331	-	-	-	-	-	-	-	-
ERG PETROLEOS S.A.	-	-	-	8.490	-	-	-	-	-
ERG EOLICA LUCANA S.R.L.	-	-	-	67	-	-	-	-	-
ERG EOLICO TROINA S.R.L.	-	-	-	-	-	-	-	(65)	-
<b>TOTALE</b>	<b>59.439</b>	<b>4.101</b>	<b>45.858</b>	<b>18.361</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(156)</b>	<b>(65)</b>	<b>(10.980)</b>
% DI INDICENZA SULLA VOCE TOTALE	3%	1%	29%	62%	0%	0%	0%	0%	-10%

### Conto Economico

	RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA	ALTRI RICAVI E PROVENTI	COSTI PER ACQUISTI	COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI	PROVENTI FINANZIARI	ONERI FINANZIARI
LUKERG RENEW GMBH	-	-	-	(8)	1.120	-
TOTALERG S.P.A.	720	508	(56)	(8)	-	-
PRIOLO SERVIZI S.C.P.A.	6.539	-	-	(6.063)	-	-
S. QUIRICO S.P.A.	-	749	-	-	-	-
I.E.C. S.R.L.	-	-	-	(73)	-	-
FONDAZIONE EDOARDO GARRONE	-	-	-	(100)	-	-
ISAB ENERGY SOLARE S.R.L.	-	32	-	-	23	-
<b>TOTALE</b>	<b>7.259</b>	<b>1.289</b>	<b>(56)</b>	<b>(6.252)</b>	<b>1.143</b>	<b>-</b>
% DI INDICENZA SULLA VOCE TOTALE	1%	27%	0%	9%	7%	0%

I rapporti con imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, con imprese collegate e joint venture riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari. Tutte le operazioni fanno parte della gestione ordinaria e sono regolate a condizioni di mercato.

Si ricorda che a seguito di richiesta della società controllante San Quirico S.p.A., ERG Power S.r.l. ha rinnovato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale con quest'ultima relativamente al triennio 2013-2015.

Si evidenzia ERG S.p.A. ha esercitato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale per il triennio 2015-2017 con le società controllate (anche indirettamente) ERG Renew S.p.A., Green Vicari S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l., ERG Eolica Campania S.p.A. e ISAB Energy Solare S.r.l.

Nel triennio precedente (2012-2014) ERG Renew S.p.A., Green Vicari S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l. e ERG Eolica Campania S.p.A., rientravano nel perimetro del Consolidato fiscale nazionale facente capo a ERG Renew S.p.A. (consolidato che si è concluso al termine del 2014).

Per quanto riguarda gli altri rapporti con parti correlate, così definite dal principio IAS n. 24, si segnala che nel corso del primo semestre 2015 sono stati corrisposti 73 migliaia di Euro alla società I.E.C. S.r.l., parte correlata sino al 30 aprile 2015.

Si segnala inoltre che nel mese di marzo 2015 sono stati corrisposti alla Fondazione Edoardo Garrone 100 migliaia Euro quale contributo per l'anno 2015.

Si precisa che gli altri ricavi del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato includono 749 migliaia di Euro riconosciuti da San Quirico S.p.A. alla controllata ERG S.p.A. a seguito degli accordi intercorsi in merito alla partecipazione di ERG Power S.r.l. al "Consolidato fiscale" di San Quirico S.p.A.

#### NOTA 40 – RISULTATO NETTO PER AZIONE

Il calcolo del risultato per azione si basa su i seguenti dati:

	1° SEM. 2015	1° SEM. 2014
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO <sup>(1)</sup>	70.139	116.183
NUMERO MEDIO DI AZIONI IN CIRCOLAZIONE <sup>(2)</sup>	142.804.000	142.804.000
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE <sup>(3)</sup>	0,519	0,260
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE PER AZIONE DILUITO <sup>(3)</sup>	0,519	0,260

(1) migliaia di Euro

(2) unità

(3) unità di Euro

Non vi sono fattori di diluizione che incidono sul risultato netto di competenza del Gruppo.

#### NOTA 41 – INFORMATIVA PER SETTORE DI ATTIVITÀ

L'informativa per settore di attività viene presentata secondo quanto richiesto dallo IFRS 8 - Operating segments. Lo schema di informativa è costituito dai settori di attività.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei singoli business i risultati economici sono esposti a valori correnti adjusted, con l'esclusione degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche e comprendendo il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati della joint venture LUKERG Renew.

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.

(MILIONI DI EURO)	ENERGIA RINNOVABILI	POWER & GAS	ALTRO	TOTALE VALORI CORRENTI ADJUSTED	POSTE IN RICONCILIAZIONE	TOTALE REPORTED	TOTALE ATTIVITÀ CONTINUE
<b>30/06/2015</b>							
RICAVI TOTALI	199	302	11	513	–	–	–
RICAVI INFRASETTORI	(4)	(1)	(10)	–	–	–	–
<b>RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	<b>195</b>	<b>301</b>	<b>1</b>	<b>497</b>	<b>(13)</b>	<b>484</b>	<b>485</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>157</b>	<b>52</b>	<b>(11)</b>	<b>198</b>	<b>(13)</b>	<b>184</b>	<b>184</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(66)	(15)	(1)	(81)	4	(77)	(77)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI</b>	<b>91</b>	<b>37</b>	<b>(12)</b>	<b>116</b>	<b>(9)</b>	<b>107</b>	<b>107</b>
<b>INVESTIMENTI IN ATTIVITÀ IMMOBILIZZATE</b>	<b>48</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>52</b>	<b>–</b>	<b>52</b>	<b>52</b>
<b>30/06/2014 <sup>(1)</sup></b>							
RICAVI TOTALI	189	345	10	543	–	–	–
RICAVI INFRASETTORI	(8)	–	(6)	(14)	–	–	–
<b>RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>	<b>181</b>	<b>345</b>	<b>4</b>	<b>529</b>	<b>(11)</b>	<b>519</b>	<b>519</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>149</b>	<b>47</b>	<b>(14)</b>	<b>183</b>	<b>(15)</b>	<b>168</b>	<b>168</b>
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(65)	(14)	(1)	(80)	4	(76)	(76)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO A VALORI CORRENTI</b>	<b>84</b>	<b>33</b>	<b>(15)</b>	<b>102</b>	<b>(11)</b>	<b>91</b>	<b>91</b>
<b>INVESTIMENTI IN ATTIVITÀ IMMOBILIZZATE</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>(2)</b>	<b>17</b>	<b>17</b>

(1) i dati relativi al primo semestre 2014 sono esposti coerentemente con quanto riportato nel capitolo [Valori economici 2014 proforma](#) della [Relazione intermedia sulla gestione](#)

Gli importi indicati nella colonna “Altro” si riferiscono alle attività Corporate e sono relativi principalmente a costi di struttura non attribuibili ai business operativi.

Per i dettagli e le poste in riconciliazione si rimanda a quanto citato nel capitolo [Indicatori alternativi di performance](#) contenuto nella [Relazione intermedia sulla gestione](#).

#### NOTA 42 – DIVIDENDI

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2015 (71,4 milioni) e nel primo semestre 2014 (142,8 milioni) deliberati in occasione dell’approvazione del Bilancio dell’anno precedente corrispondono rispettivamente a 0,50 Euro e 1,00 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco cedola.

Si ricorda che il dividendo pagato nel 2014 includeva una componente non ricorrente di 0,50 Euro per azione alla luce della positiva conclusione di una fase essenziale del progetto strategico di riassetto industriale iniziato nel 2008.

## NOTA 43 – INFORMATIVA SUI RISCHI

Per quanto riguarda le tipologie di rischi connesse all'attività del Gruppo, le relative politiche di copertura, gli strumenti derivati e i livelli di osservabilità del fair value, non si segnalano variazioni significative rispetto a quanto indicato nel Bilancio 2014.

### Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

TIPOLOGIA	RISCHIO COPERTO	NOZIONALE DI RIFERIMENTO	FAIR VALUE 30/06/2015
<b>STRUMENTI IN CASH FLOW HEDGE</b>			
<i>MIGLIAIA DI EURO</i>			
A INTEREST RATE SWAP E INTEREST RATE CAP	RISCHIO ECONOMICO TASSO DI INTERESSE	MILIONI DI EURO	993 (154.743)
B SWAP COPERTURA RISCHIO PREZZO GAS	RISCHIO TRANSATTIVO COMMODITY	MILIONI DI METRI CUBI	45 (1.607)
C SWAP CFD	RISCHIO TRANSATTIVO COMMODITY	MIGLIAIA DI MWH	787 -
<b>TOTALE STRUMENTI IN CASH FLOW HEDGE</b>			<b>(156.351)</b>
<b>STRUMENTI NON HEDGE ACCOUNTING</b>			
D SWAP COPERTURA RISCHIO PREZZO ENERGIA	RISCHIO TRANSATTIVO COMMODITY	MIGLIAIA DI MWH	303 118
<b>TOTALE STRUMENTI NON HEDGE ACCOUNTING</b>			<b>118</b>
<b>TOTALE STRUMENTI DERIVATI GRUPPO ERG</b>			<b>(156.232)</b>

### Strumenti in Cash Flow Hedge

#### A. Interest Rate Swap e Interest Rate Cap

Operazioni a copertura del rischio economico "tasso d'interesse" rischio legato alle variazioni dei tassi di interesse sui finanziamenti.

I nozionali di riferimento delle coperture si riferiscono alle seguenti società:

- ERG S.p.A.;
- ERG Power S.r.l.;
- società del settore rinnovabili.

Al 30 giugno 2015 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 154,7 milioni. La variazione è rilevata nella riserva di Cash Flow Hedge.

#### B. Swap copertura rischio prezzo su gas

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo delle formule gas relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura pattuita la differenza tra il prezzo fissato ed il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2015 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 1,6 milioni.

#### C. CFD copertura rischio prezzo energia elettrica

Operazioni CFD a copertura del rischio di variazione del prezzo dell'energia elettrica relativamente a contratti di acquisto e vendita a termine. Sono contratti mediante i quali le parti si impegnano a liquidare a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato in contratto e il prezzo di mercato rilevato del periodo di riferimento, moltiplicato per le unità contrattate. Al 30 giugno 2015 si rileva un fair value complessivo pari a zero.

### Strumenti non Hedge Accounting

#### D. Swap copertura rischio prezzo su energia elettrica

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo dell'energia elettrica relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura pattuita la differenza tra il prezzo fissato ed il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2015 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 0,1 milioni.

#### NOTA 44 – ALTRE INFORMAZIONI

Si ricorda che in un apposito capitolo della [Relazione intermedia sulla gestione](#) è fornita l'informativa sui fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.

#### NOTA 45 – DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 6 agosto 2015 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione della Relazione Finanziaria semestrale unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 6 agosto 2015

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone



# ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Luca Bettonte, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Paolo Luigi Merli, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo ERG e
  - l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2015.
  
2. Al riguardo si segnala che:
  - l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2015 è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'Informativa Finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Control – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
  - dalla valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
  
3. Si attesta, inoltre, che:
  - il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG:
    - è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
  - la Relazione Finanziaria semestrale comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio.  
La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 6 agosto 2015

L'Amministratore  
Delegato

Luca Bettonte



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](http://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





**ERG S.p.A.**

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio  
consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015

## RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

**Agli Azionisti della  
ERG S.p.A.**

### **Introduzione**

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative della ERG S.p.A. e sue controllate (il "Gruppo ERG") al 30 giugno 2015. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

### **Portata della revisione contabile limitata**

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della Società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

## Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2015 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.

  
Giorgio Barbieri  
Socio

Genova, 7 agosto 2015