



RELAZIONE FINANZIARIA  
SEMESTRALE  
AL 30 GIUGNO 2017



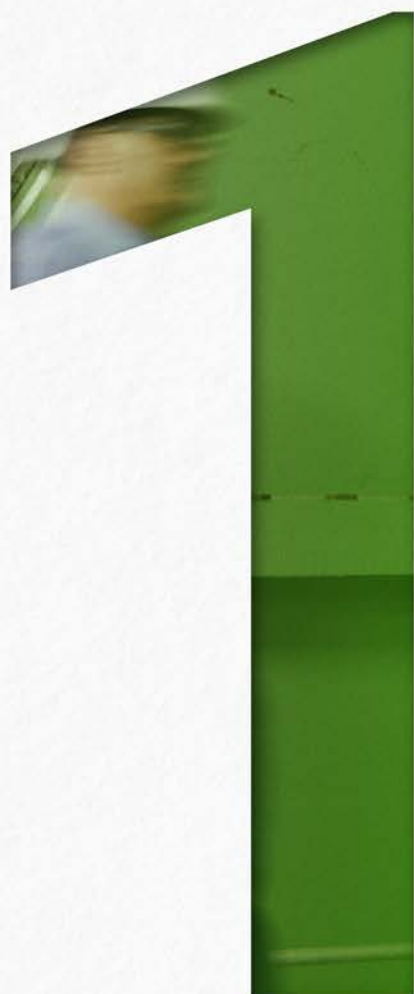
# INDICE

## 1 RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

Organi societari .....	4
Premessa .....	5
Profilo del Gruppo.....	7
ERG in Borsa.....	11
Sintesi dei risultati .....	12
Sintesi dei risultati per settore.....	13
Vendite .....	14
Commento ai risultati del semestre.....	15
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre ..	17
Quadro normativo di riferimento:	
principali novità.....	19
Settori di attività.....	28
Fonti Non Programmabili .....	28
Fonti Programmabili .....	39
Prospetti contabili .....	48
Area di consolidamento integrale e aree di business.....	48
Risultati economici, patrimoniali e finanziari .....	50
Indicatori alternativi di performance.....	57
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre .....	59
Evoluzione prevedibile della gestione.....	60

## 2 BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Situazione Patrimoniale-Finanziaria.....	63
Conto Economico.....	64
Altre componenti di Conto	
Economico complessivo .....	65
Rendiconto Finanziario .....	66
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	67
Note illustrative al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.....	68
Elenco società del Gruppo .....	74
Analisi della situazione patrimoniale-finanziaria .....	87
Analisi del Conto Economico.....	114
Attestazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.....	131
Relazione di revisione limitata della Società di Revisione.....	132



Relazione Finanziaria  
semestrale

---



## 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** <sup>3</sup>  
*(indipendente)*

**ALESSANDRO CARERI** <sup>3,4</sup>  
*(indipendente)*

**MARA ANNA RITA CAVERNI** <sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**ALESSANDRO CHIEFFI** <sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**BARBARA COMINELLI** <sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**MARCO COSTAGUTA**  
*(non esecutivo)*

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

**SILVIA MERLO** <sup>5</sup>  
*(indipendente)*

### COLLEGIO SINDACALE <sup>6</sup>

Presidente  
**ELENA SPAGNOL**

Sindaci Effettivi  
**LELIO FORNABAIO**  
**STEFANO REMONDINI**

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

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

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

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

<sup>5</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.

<sup>6</sup> Collegio sindacale nominato in data 3 maggio 2016.

## PREMESSA

---

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2017, 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 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 di revisione Deloitte & Touche S.p.A. secondo le modalità previste dalla normativa CONSOB; i risultati di tali 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 RECURRING

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle poste no recurring<sup>7</sup> e degli utili (perdite) su magazzino<sup>8</sup>. A partire dal Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2017 tali risultati, precedentemente denominati "a valori correnti", sono indicati con la definizione "recurring".

I risultati riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo (a fronte delle produzioni in Italia degli asset termoelettrici, eolici e, a partire dal 1° luglio 2016, idroelettrici), oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo.

<sup>7</sup> Le poste no recurring includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

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



Per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili (c.d. RES) da parte dell'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A.

## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS

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

## PROFILO DEL GRUPPO

---

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

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

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

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

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

### Fonti Non Programmabili

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.768 MW di potenza installata al 30 giugno 2017 ed è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.094 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (674 MW operativi e 47,5 MW in costruzione), in particolare in Francia (252 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW), oltre a 47,5 MW in costruzione in Gran Bretagna di cui è prevista l'entrata in esercizio nel 2017. Nel mese di maggio 2017 ERG ha ulteriormente consolidato la propria posizione nel mercato eolico on shore tedesco, attraverso l'acquisizione di sei parchi eolici tedeschi, con una capacità installata di 48 MW.



## Fonti Programmabili

- ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato fino al 27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti<sup>9</sup>. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di ultima generazione alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities;
- ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un portafoglio integrato di asset composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW.

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

Il Gruppo ERG detiene inoltre una partecipazione del 51% di TotalErg, joint venture nel settore del Downstream Integrato, che non è considerata parte del core business del Gruppo ed i cui risultati sono inclusi con il metodo del patrimonio netto. Si segnala che a fine 2016 è stato avviato un processo di vendita della partecipazione in TotalErg S.p.A, che si prevede possa concludersi nei prossimi mesi.

Si segnala infine che nel Bilancio Consolidato semestrale i risultati contabili relativi alla partecipazione in TotalErg S.p.A. sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nella presente Relazione Intermedia i predetti risultati nell'attività ordinaria alla riga Proventi (Oneri) da partecipazione.

## ONE COMPANY



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

- ERG S.p.A. – Corporate – che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La società è organizzata nelle seguenti 5 aree:
  - Business Development con la missione di assicurare lo sviluppo del business in diversi ambiti geografici, tecnologici e di mercato;
  - Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, Investor Relations e Acquisti;
  - Capitale Umano, ICT e Servizi Generali;
  - Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
  - Affari Legali e Societari.

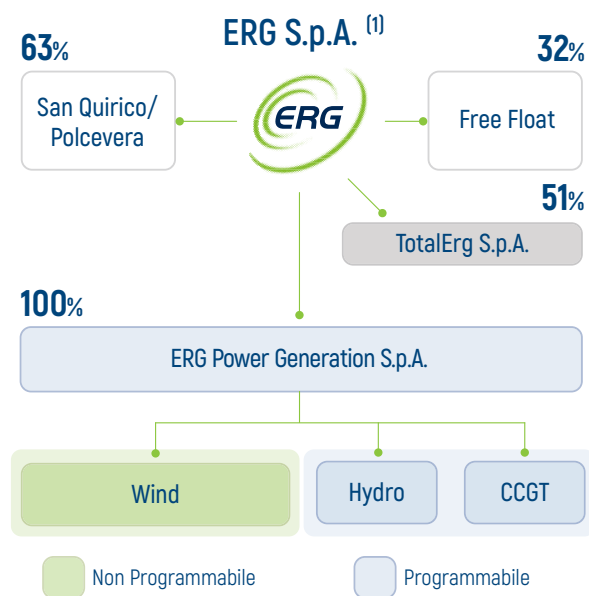
<sup>9</sup> Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico.



- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
  - tecnologie di generazione Wind, Thermo ed Hydro, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
  - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati;
  - una struttura commerciale dedicata ai Key Accounts;
  - un centro di eccellenza tecnologica responsabile dei processi di Engineering & Construction;
  - un polo di competenze specialistiche in materia di regolamentazione operativa e controllo performance trasversale a tutti i processi industriali;
  - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

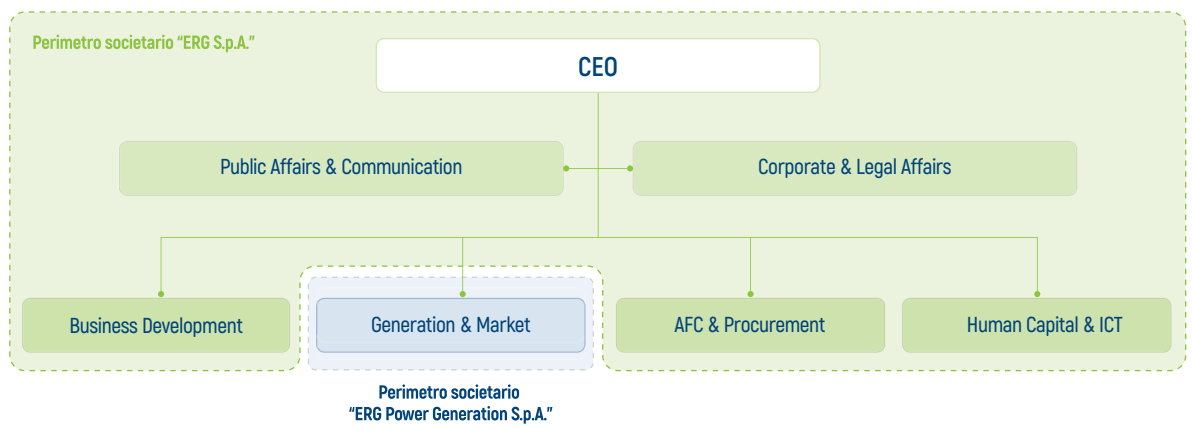
L'attuazione del nuovo Modello Organizzativo di Gruppo, avviata in parte già alla fine del 2016 con la centralizzazione in ERG S.p.A. delle aree di Business Development ed Affari Legali e Societari, è stata pianificata per avere completa efficacia a partire dal 1° gennaio 2017, in particolare tramite:

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



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

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



## ERG IN BORSA

Al 30 giugno 2017 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 12,31 Euro, in crescita (+20,7%) rispetto a quella della fine dell'anno 2016, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+8,6%), del FTSE Mid Cap (+20,6%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+11,0%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 9,96 Euro (9 gennaio) ed un massimo di 12,63 Euro (12 giugno).

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

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.06.2017	12,31
Prezzo massimo (12.06.2017) <sup>(1)</sup>	12,63
Prezzo minimo (09.01.2017) <sup>(1)</sup>	9,96
Prezzo medio	11,33

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

Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (08.03.2017)	1.054.084
Volume minimo (05.06.2017)	94.073
Volume medio	281.101

La capitalizzazione di borsa ammonta a circa 1.850 milioni di Euro (1.535 milioni alla fine del 2016).

## ANDAMENTO DEL TITOLO ERG A CONFRONTO CON I PRINCIPALI INDICI (NORMALIZZATI)

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap - Variazioni % dal 31.12.2016 al 30.06.2017



## SINTESI DEI RISULTATI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>			
1.025	Ricavi della gestione caratteristica	538	530
<b>455</b>	<b>Margine operativo lordo recurring</b>	<b>258</b>	<b>273</b>
<b>202</b>	<b>Risultato operativo netto recurring</b>	<b>133</b>	<b>145</b>
125	Risultato netto	84	76
122	di cui Risultato netto di Gruppo	84	73
<b>107</b>	<b>Risultato netto di Gruppo recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>87</b>	<b>74</b>
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>			
<b>3.286</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.267</b>	<b>3.433</b>
1.729	Patrimonio netto	1.753	1.593
1.557	Indebitamento finanziario netto totale	1.514	1.840
1.276	di cui Project Financing non recourse <sup>(2)</sup>	1.206	1.285
47%	Leva finanziaria	46%	54%
<b>44%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>48%</b>	<b>52%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>			
<b>1.720</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	MW	<b>1.768</b>
3.501	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	1.809
<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	MW	<b>480</b>
2.693	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	1.175
<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	MW	<b>527</b>
1.358	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di KWh	652
<b>12.303</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	milioni di KWh	<b>6.065</b>
60	Investimenti <sup>(3)</sup>	milioni di Euro	26
<b>715</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	Unità	<b>717</b>
<b>INDICATORI DI MERCATO</b>			
42,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) <sup>(4)</sup>	Euro/MWh	51,2
100,08	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	Euro/MWh	107,3
47,6	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	56,8
47,6	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	58,7
139,0	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	152,7
92,6	Feed In Tariff - Germania <sup>(5)</sup>	Euro/MWh	91,0
88,7	Feed In Tariff - Francia <sup>(5)</sup>	Euro/MWh	89,0
84,0	Feed In Tariff - Bulgaria <sup>(5)</sup>	Euro/MWh	96,7
33,4	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	35,7
10,8	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	7,3
27,3	Prezzo energia elettrica - Romania <sup>(6)</sup>	Euro/MWh	28,7
29,5	Prezzo "certificato verde" - Romania <sup>(7)</sup>	Euro/MWh	29,2

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

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

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

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

(4) Prezzo Unico Nazionale

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

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

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

## SINTESI DEI RISULTATI PER SETTORE

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
	<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA</b>		
<b>423</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>232</b>	<b>244</b>
423	Eolico	232	244
<b>601</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>306</b>	<b>288</b>
479	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	230	228
122	Idroelettrico	76	61
<b>32</b>	<b>Corporate</b>	<b>20</b>	<b>16</b>
(31)	Ricavi infrasettori	(20)	(18)
<b>1.025</b>	<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>538</b>	<b>530</b>
	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		
<b>308</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>170</b>	<b>187</b>
308	Eolico	170	187
<b>161</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>94</b>	<b>93</b>
77	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	40	52
84	Idroelettrico	54	41
<b>(13)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(6)</b>	<b>(6)</b>
<b>455</b>	<b>Margine operativo lordo recurring</b>	<b>258</b>	<b>273</b>
	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>		
<b>(163)</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>(79)</b>	<b>(83)</b>
(163)	Eolico	(79)	(83)
<b>(88)</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>(45)</b>	<b>(44)</b>
(30)	Termoelettrico	(16)	(15)
(58)	Idroelettrico	(29)	(29)
<b>(3)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>
<b>(254)</b>	<b>Ammortamenti recurring</b>	<b>(126)</b>	<b>(129)</b>
	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		
<b>145</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>91</b>	<b>104</b>
145	Eolico	91	104
<b>73</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>49</b>	<b>48</b>
47	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	24	37
26	Idroelettrico	25	12
<b>(16)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(7)</b>	<b>(7)</b>
<b>202</b>	<b>Risultato operativo netto recurring</b>	<b>133</b>	<b>145</b>
	<b>INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI</b>		
<b>44</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>20</b>	<b>13</b>
44	Eolico	20	13
<b>13</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
10	Termoelettrico	4	4
4	Idroelettrico	1	1
<b>3</b>	<b>Corporate</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>60</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>26</b>	<b>19</b>

(1) include contributo Energy Management

## VENDITE

### ENERGIA

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A., fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici, termoelettrici e idroelettrici, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. Nel corso del primo semestre 2017, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 6,1 TWh (6,0 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 3,6 TWh (4,1 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 0,7 TWh all'estero e 2,9 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (2,2% nel primo semestre 2016). La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella<sup>1</sup> seguente:

Anno	FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° semestre	
		2017	2016
2.220	Wind - produzione eolica Italia	1.078	1.343
1.281	Wind - produzione eolica Estero	730	705
2.693	CCGT - produzione termoelettrica	1.175	1.293
1.358	Hydro - produzione idroelettrica	652	751
4.751	ERG Power Generation - acquisti	2.430	1.867
<b>12.303</b>	<b>Totale</b>	<b>6.065</b>	<b>5.960</b>

Anno	VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	1° semestre	
		2017	2016
542	Energia elettrica venduta a clienti captive	262	263
2.020	Energia elettrica venduta a IREN	999	1.004
8.460	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	4.074	3.987
1.281	Energia elettrica venduta all'estero	730	705
<b>12.303</b>	<b>Totale</b>	<b>6.065</b>	<b>5.960</b>

Nel corso del primo semestre 2017 sono state inoltre effettuate vendite di vapore<sup>2</sup> per 397 migliaia di tonnellate (452 migliaia di tonnellate nel primo semestre 2016). L'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di hedging della generazione, in linea con le risk policy di Gruppo.

<sup>1</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.

<sup>2</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 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 538 milioni, in lieve aumento rispetto ai 530 milioni del primo semestre 2016, pur in presenza di produzioni RES significativamente inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016 per effetto di condizioni meteo (ventosità e idraulicità) estremamente avverse. Tali effetti sono stati più che compensati, principalmente, dall'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che degli incentivi e dei Titoli di Efficienza Energetica. Tale voce include anche le maggiori vendite effettuate nell'ambito dell'attività di copertura dalle oscillazioni di prezzo fatte da Energy Management, i minori ricavi relativi ai parchi eolici usciti dal meccanismo incentivante in parte compensati grazie al meccanismo di recupero degli incentivi relativi alle mancate produzioni per fermi richiesti da Terna negli esercizi precedenti. Il primo semestre 2016 comprendeva il "corrispettivo di reintegro" riconosciuto a fronte dei vincoli imposti sulla modulazione dell'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per circa 31 milioni.

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 258 milioni, inferiore rispetto ai 273 milioni registrati nel primo semestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Fonti Non Programmabili:** margine operativo lordo pari a 170 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (187 milioni), in conseguenza principalmente di una minore ventosità e produzione in Italia e in Francia, dove si sono registrate condizioni di ventosità particolarmente sfavorevoli. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati da un andamento dei prezzi più favorevole in Italia oltretutto da ulteriori azioni di efficienza sui costi. Si segnala inoltre che circa il 91% della produzione eolica in Italia nel primo semestre 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex "certificato verde"), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh).

**Fonti Programmabili:** margine operativo lordo di 94 milioni, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (93 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 54 milioni in forte incremento rispetto ai 41 milioni nel 2016 grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli durante il semestre nell'area Centro Nord in un contesto di idraulicità inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Si segnala inoltre che tra la fine del 2016 ed il primo semestre del 2017, al termine di un iter di verifiche con il GSE, è stata annullata la revoca IAFR agli impianti di Cotilia (48 MW) e Sigillo (5 MW), che pertanto sono titolati al riconoscimento di incentivi (oltre al recupero dei pregressi).

Il risultato del termoelettrico, pari a 40 milioni, risulta in diminuzione rispetto ai 52 milioni del primo semestre 2016 che beneficiava ancora del "corrispettivo di reintegro" riconosciuto all'impianto CCGT in applicazione della normativa in ma-

teria di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore fino al 27 maggio 2016, per circa 31 milioni. Tale minore ricavo è stato in buona parte compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, e dal migliore andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 133 milioni (145 milioni del primo semestre 2016) dopo ammortamenti per 126 milioni (129 milioni nel primo semestre 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 87 milioni, in crescita rispetto al risultato di 74 milioni del primo semestre 2016, in conseguenza dei già commentati minori risultati operativi più che compensati da minori ammortamenti, minori oneri finanziari netti e dei maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity). Il risultato del 2016 includeva anche il valore negativo di circa 3 milioni a titolo di interessenze di minoranza.

Il **risultato netto di Gruppo**<sup>10</sup> è stato pari a 84 milioni (73 milioni nel primo semestre 2016).

Nel primo semestre 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 26 milioni (19 milioni nel primo semestre 2016) di cui il 76% nel settore Non Programmabili (68% nel primo semestre 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in Irlanda del Nord, e il 20% nel settore Programmabili (27% nel primo semestre 2016), il 4% nel settore Corporate (5% nel primo semestre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.514 milioni, in decremento di 43 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo netto e per il dividendo ricevuto da TotalErg, che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF, la distribuzione dei dividendi, il pagamento delle imposte, nonché gli investimenti del periodo.

<sup>10</sup> Include utili (perdite) su magazzino per -3 milioni (+6 milioni nel primo semestre 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".



## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

08  
marzo  
2017

ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare

Energien 3 GmbH il 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania.

I parchi, con una capacità installata di 48,4 MW hanno una produzione annua media attesa di circa 84 GWh, pari a circa 66.000 tonnellate di emissione di CO<sub>2</sub> evitata, sono entrati in esercizio nel 2007 ed hanno una scadenza media degli incentivi al 2027.

Il prezzo pagato a titolo di equity value è di 14,4 milioni di Euro cui corrisponde un enterprise value di circa 40 milioni di Euro, l'EBITDA annuo medio atteso è di circa 5 milioni di Euro.

Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data

### 2 maggio 2017.

L'operazione, coerentemente con la strategia di crescita e di diversificazione all'estero, consente ad ERG di consolidare la propria posizione nel mercato eolico on shore tedesco, con una potenza installata di 216 MW.

20  
aprile  
2017

Al termine dei lavori assembleari, il Dott. Luigi Ferraris, Consigliere Indipendente nonché membro del Comitato Strategico, ha rassegnato con

efficacia immediata le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. per cogliere nuove opportunità professionali. Al momento

delle sue dimissioni il Dott. Luigi Ferraris non risultava detenere azioni della Società.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. dell'11 maggio 2017 ha pertanto provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, quale nuovo Consigliere della Società, il Dott. Alessandro Careri (già Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. da giugno 2011 ad aprile 2015 e membro del Comitato Strategico, attualmente Presidente del Consiglio di Amministrazione di TotalErg S.p.A.) che resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, valutato positivamente l'indipendenza del Consigliere Alessandro Careri con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

Il Consiglio di Amministrazione ha infine deliberato di non integrare l'attuale composizione del Comitato Strategico

22  
giugno  
2017

ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da Abo Wind UK Ltd. il 100% del capitale della società di diritto UK

Evisshagaran Wind Farm Ltd titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico (35 MW) in Irlanda del Nord la cui entrata in funzione è prevista entro il 2020.

30  
giugno  
2017

ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l. ed ERG Eolica Basilicata S.r.l., società controllate interamente da ERG Power Generation

S.p.A, hanno sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di multi-borrower non-recourse portfolio project finance.

Le tre società coinvolte nell'operazione sono proprietarie di tre parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2011 e il 2013, situati in Calabria e Basilicata per una capacità installata totale di 154 MW.

L'operazione, grazie alle eccellenti performance operative e finanziarie dei suddetti parchi eolici, ha permesso

di rifinanziare i project financing esistenti sottoscritti tra il 2012 e il 2014 a condizioni economiche significativamente migliori, con una riduzione del costo del debito di oltre il 50% rispetto alle condizioni originarie.

Il contratto di finanziamento, per un importo pari a 145 milioni e una durata di 10,5 anni, è stato sottoscritto da Crédit Agricole CIB Milan Branch in qualità di Coordinating & Structuring Bank e Mandated Lead Arranger, da BNP Paribas (CIB Italia) e da ING Bank N.V.- Milan Branch in qualità di Mandated Lead Arranger ed UBI Banca S.p.A, in qualità di Mandated Lead Arranger e Banca Agente. Crédit Agricole Carispezia ha agito invece in qualità di Account Bank.

## QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO: PRINCIPALI NOVITÀ

---

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso del primo semestre 2017.

### GENERALE

#### Strategia energetica nazionale (SEN)

Il 12 giugno è stata avviata dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente la consultazione sulla Strategia energetica nazionale (SEN). Rispetto al documento posto in consultazione è possibile inviare commenti, segnalazioni e proposte fino al 31 agosto 2017. I temi chiave che hanno guidato l'elaborazione della proposta di nuova strategia energetica nazionale sono: aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura, decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi. Sebbene le analisi di scenario eseguite a supporto della proposta di strategia evidenzino che l'Italia rispetterebbe gli impegni europei al 2030 con una quota di rinnovabili del 24%, il documento posto in consultazione indica per le rinnovabili un obiettivo minimo del 27%, che si tradurrà, per il settore elettrico, nella copertura di almeno la metà del consumo con fonti rinnovabili.

La SEN riconosce il valore strategico del repowering, in particolare degli impianti eolici esistenti, al fine di aumentare l'efficienza e la produzione di energie rinnovabili, prevedendo meccanismi di supporto tramite la semplificazione dell'iter autorizzativo con procedure ad-hoc e contratti per l'attribuzione di contributi in equity sull'investimento

#### Accordo di Parigi sui cambiamenti Climatici

Il 4 ottobre 2016 il parlamento europeo ha approvato la ratifica dell'accordo di Parigi, alla presenza del Presidente della Commissione europea Jean-Claude Juncker, del Segretario Generale delle Nazioni Unite Ban Ki-Moon e della Presidente della COP 21 Ségolène Royal. Al 5 ottobre 2016, risultando che il 94,41% dei paesi aveva già firmato l'accordo (UE inclusa), è scattato il termine dei 30 giorni previsto dal regolamento che ha reso formalmente vigente l'Accordo dal successivo 4 novembre 2016. Da parte sua, l'Italia ha ratificato l'accordo il 27 ottobre 2016; la pubblicazione della legge sulla Gazzetta Ufficiale è avvenuta il 10 novembre 2016. Lo scorso 1° giugno 2017 gli Stati Uniti d'America hanno revocato l'accettazione dell'accordo sottoscritta dalla precedente amministrazione in data 3 settembre 2016.

#### Referendum britannico sull'appartenenza all'Unione Europea

Il 23 giugno 2016 gli elettori britannici si sono espressi per l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, primo caso di abbandono di uno stato membro e firmatario del trattato di Maastricht. Una volta completate le trattative con Londra per l'effettiva attuazione dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, iniziate ufficialmente lo scorso 19 giugno 2017, l'intero quadro legislativo dell'Unione dovrà essere adattato alla nuova realtà a 27 paesi membri.

### Calendario Legislativo della Commissione - Clean Energy Package

Lo scorso 30 novembre 2016 la Commissione europea ha pubblicato un pacchetto di iniziative legislative sulla politica climatico-energetica dell'Unione per il periodo successivo al 2020 (Clean Energy Package).

I principali provvedimenti riguardano la revisione e l'emissione di direttive e regolamenti sulle energie rinnovabili, sull'efficienza energetica e sul sistema elettrico, al fine di consentire all'Unione di raggiungere gli obiettivi climatico/energetici al 2030 adottati nell'ottobre 2014 e presentati alla COP 21 del dicembre 2015.

Nei documenti approvati sono pure compresi gli indirizzi della Commissione per la stesura dei piani di azione da parte degli stati membri.

L'iter di approvazione dei provvedimenti finali, che dovrebbe completarsi entro il 2018, prevede il processo di co-decisione tra Parlamento europeo e Consiglio dell'unione per le Direttive, mentre per i regolamenti il Parlamento fornisce solamente un parere. Tutti i provvedimenti dovrebbero entrare in vigore a partire dal 2021.

Il Parlamento europeo ha pubblicato i draft report contenenti le sue proposte di emendamenti alle Direttive ed ai Regolamenti compresi nel Clean Energy Package.

### Tematiche Ambiente - Efficienza - Sicurezza

A marzo 2016 sono stati approvati dal Ministero dell'Ambiente i Piani di gestione delle acque e del rischio alluvione relativi a sei degli otto distretti idrografici presenti nel territorio nazionale, incluso il distretto dell'Appennino Centrale.

Lo scorso aprile 2017 sono stati pubblicati due decreti legislativi di attuazione delle direttive europee in materia di inquinamento acustico. I provvedimenti saranno attuati attraverso successivi decreti ministeriali e introducono specifiche discipline delle attività fonte di rumore ambientale fino ad oggi escluse dalla normativa, in particolare gli impianti eolici, le aviosuperfici, le elisuperfici, le idrosuperfici, le attività e discipline sportive e le attività di autodromi e piste motoristiche. In particolare, per gli impianti eolici è prevista la pubblicazione di criteri per la misurazione del rumore emesso dagli aerogeneratori e per il contenimento del relativo inquinamento acustico.

Viene anche rafforzata la disciplina sanzionatoria, conferendo all'ente preposto maggiori poteri di accertamento e verifica.

A giugno 2017 è stato approvato il Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva europea n.52 del 2014 sulla modifica e semplificazione delle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA); il D.Lgs. è stato poi pubblicato all'inizio di luglio 2017. Il provvedimento prevede in particolare l'introduzione di regole omogenee di valutazione VIA su tutto il territorio nazionale e la conseguente razionalizzazione del riparto delle competenze amministrative tra Stato e Regioni, con attrazione a livello statale delle procedure di VIA per i progetti relativi alle infrastrutture e agli impianti eolici con potenza complessiva superiore a 30 MW.

Per le modifiche o le estensioni di impianti esistenti, fra cui interventi di ricostruzione o ammodernamento degli impianti eolici, si prevede la facoltà di richiedere all'autorità competente la valutazione preliminare del progetto (cd. pre-screening) al fine di individuare l'eventuale procedura da avviare.

Sono stati infine ridotti i tempi complessivi per la conclusione dei procedimenti, prevedendo la responsabilità dei dirigenti, nonché sulla sostituzione amministrativa in caso di inadempienza.

### Decreto legge “Milleproroghe”

Lo scorso febbraio 2017 è stata pubblicata la Legge 27 febbraio 2017 n. 19, di conversione del Decreto Legge 30 dicembre 2016, n. 244 relativo alla proroga e definizione di termini di legge (c.d. “Milleproroghe”).

Per le tematiche di interesse, sono da segnalare la proroga fino al 31 dicembre 2017 della tassazione agevolata dei combustibili degli impianti cogenerativi, come il CCGT di Priolo; continueranno quindi a essere applicati i coefficienti individuati dall’Autorità per l’energia, ridotti nella misura del 12%. È stata rinviata al 1° gennaio 2018 la decorrenza della riforma degli oneri generali di sistema per i consumatori non domestici, mentre a partire dal 1° gennaio 2017 le parti variabili degli oneri generali di sistema saranno applicate all’energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi.

### Legge di conversione del Decreto Legge “Manovrina 2017”

Lo scorso giugno 2017 è stata pubblicata la legge di conversione del decreto legge in materia finanziaria, iniziative a favore degli enti territoriali, ulteriori interventi per le zone colpite da eventi sismici e misure per lo sviluppo, detto gergalmente DL “Manovrina 2017”.

Tra gli argomenti di interesse si evidenziano la modifica dei parametri per la determinazione dell’Aiuto alla crescita economica (ACE) misure per la promozione della concorrenza nel trasporto elettrico su gomma e per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, nonché alcune modifiche alla disciplina ispettiva e sanzionatoria per le unità produttive elettriche che beneficiano di incentivi.

### Incremento dei costi dei servizi di dispacciamento dell’energia elettrica: Delibera 342/2016 dell’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) e provvedimenti successivi

Nel secondo trimestre del 2016 si sono registrati significativi incrementi del costo dei servizi di dispacciamento per i clienti finali (con particolare riferimento al corrispettivo uplift). Tali eventi sono stati oggetto di rilievo e inchiesta da parte del Governo e delle associazioni dei consumatori, con il sospetto che alcuni operatori elettrici abbiano tenuto condotte abusive sui mercati dell’energia e dei servizi di dispacciamento.

Il 27 giugno 2016 l’AEEGSI ha pubblicato la Delibera 342/2016/E/eel, con cui ha avviato un procedimento per l’adozione tempestiva di misure prescrittive e/o di regolazione asimmetrica e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all’ingrosso dell’energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici (incluse ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.).

Secondo le intenzioni dell’AEEGSI, il provvedimento è volto a contrastare condotte potenzialmente configurabili come abusi di mercato. L’AEEGSI ritiene che le strategie di programmazione e di offerta di alcuni utenti, titolari di unità di consumo o di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, non si possano ritenere coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza previsti dalla regolazione vigente in materia di dispacciamento elettrico.

L’elenco dei soggetti interessati è poi stato esteso lo scorso agosto 2016 mediante una specifica deliberazione, con cui l’Autorità ha pure prolungato il tempo a disposizione per la conclusione dell’intero procedimento.

A seguito dell’istruttoria dell’AEEGSI, nel mese di settembre 2016 sono state recapitate via PEC ai soggetti coinvolti – incluse ERG Hydro S.r.l. e ERG Power Generation S.p.A. – comunicazioni contenenti i risultati della ricognizione e i potenziali profili

di abuso riscontrati dall'Autorità. ERG Power Generation S.p.A. ed ERG Hydro S.r.l. hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale degli atti sopra indicati, non ritenendo in alcuna misura sussistenti le condizioni per l'emissione degli stessi.

In aggiunta, ai sensi del Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), l'Autorità ha informato delle predette potenziali violazioni del diritto della concorrenza nei mercati elettrici nazionali anche la Commissione Europea e l'ACER.

L'Autorità ha inoltre stabilito con apposita delibera la redistribuzione automatica ai clienti finali degli importi che saranno recuperati da Terna in forza dei provvedimenti prescrittivi e delle misure di regolazione asimmetrica adottate in esito ai procedimenti sopra citati.

Nello scorso aprile 2017 sono state comunicate alle società interessate le Delibere 247/2017/E/eel (ERG Hydro S.r.l.) e 268/2017/E/eel (ERG Power Generation S.p.A.). I principali contenuti degli atti sopra indicati sono rappresentati da una modifica della metodologia utilizzata per definire i risultati della ricognizione rispetto a quella utilizzata nella comunicazione del settembre 2016, e la specifica indicazione della non sussistenza di profili di illegittimità dei comportamenti ai fini del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT).

Come per i precedenti provvedimenti, ERG Power Generation S.p.A. ed ERG Hydro S.r.l. hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento degli atti sopra indicati.

### Riforma del dispacciamento elettrico: Delibera 300/2017/R/eel

Lo scorso maggio 2017 l'Autorità ha pubblicato la Delibera 300/2017/R/eel con la quale avvia la prima vera riforma del dispacciamento dell'energia elettrica, definendo i criteri per consentire alla domanda elettrica, alle UP non abilitate (tra cui quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) e ai sistemi di accumulo di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) seppure nell'ambito di progetti pilota.

I progetti riguarderanno la partecipazione al MSD della domanda elettrica e delle unità produttive ad oggi non abilitate, i sistemi di accumulo anche in abbinamento a unità produttive per ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di Rete. Sarà inoltre possibile l'accesso al mercato del dispacciamento a soggetti aggregatori di più unità produttive e unità di consumo, denominati UVA (unità virtuali abilitate).

## EOLICO

### Italia

Il settore eolico è stato oggetto di provvedimenti mirati, oltre a quelli di connotazione interdisciplinare già riportati nel precedente paragrafo. Per quanto attiene ai provvedimenti prescrittivi ai sensi della Delibera 342/2016/R/eel, si rimanda a quanto già commentato nel capitolo "Generale".

### Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi"

Con la Deliberazione 31/2017/R/EFR del 27 gennaio 2017 l'Autorità ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2017 (FIP 2017), il valore medio annuo registrato nel 2016 del prezzo di cessione dell'energia

elettrica, pari a 42,38 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2017, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 107,34 Euro/MWh. In base alle procedure del GSE, tali incentivi **vengono erogati dal GSE su base trimestrale** entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento, in linea con le tempistiche di ritiro dei "certificati verdi".

Il passaggio dal sistema dei "certificati verdi" alla tariffa incentivante è stato regolato dalla Convenzione GRIN, predisposta dal GSE ad aprile 2016.

La maggior parte degli operatori, inclusa ERG, ha opposto ricorso contro il GSE per aver imposto agli operatori la sottoscrizione di un atto non previsto da alcuna norma di legge.

Nell'ambito della "**Procedura per il calcolo e il rilascio degli incentivi che dal 2016 hanno sostituito i certificati verdi del GSE**", pubblicata a febbraio 2017 e aggiornata ad aprile 2017, è stata prevista una procedura per la richiesta di **estensione del periodo di incentivazione** in caso di fermate totali o parziali degli impianti eolici imposte dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), che consente di ottenere il rimborso dei CV persi per effetto delle limitazioni, utilizzando, su base opzionale, un algoritmo individuato dal GSE o i dati consuntivati per la Mancata Produzione Eolica (MPE).

#### **Delibere 444/2016/R/eel, 800/2016/R/eel e 419/2017/R/eel - interventi sulla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi**

In conseguenza del sensibile incremento dei costi del dispacciamento nel secondo trimestre del 2016 e della Delibera 342/2016/R/eel precedentemente descritta, il 29 luglio 2016 l'Autorità ha pubblicato la Delibera 444/2016, con cui sono stati modificati i criteri per la valorizzazione degli sbilanciamenti tra l'energia elettrica immessa o prelevata e quella programmata. Tale regolazione è stata oggetto di un ulteriore intervento di modifica attraverso le delibere 800/2016 e 419/2017, quest'ultima pubblicata dall'Autorità lo scorso 8 giugno 2017.

Le principali previsioni dell'ultimo provvedimento riguardano il passaggio ad una nuova modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale basata sul bilancio energetico della macro-zona di bilanciamento, che contabilizza anche i transiti tra le macrozone.

Il nuovo segno aggregato zonale e le variabili che lo compongono saranno pubblicati inizialmente nel primo giorno feriale successivo alla data di consegna dell'energia; l'Autorità ha stabilito che Terna, il prima possibile e comunque entro il 1° gennaio 2018, pubblichi i dati entro 30 minuti. La nuova modalità di calcolo del segno entrerà in vigore il 1° settembre 2017; da quella data tutte le unità (sia di produzione che di consumo) non abilitate a prestare servizi di bilanciamento torneranno alla determinazione del prezzo di sbilanciamento con il sistema single pricing.

Al fine di sterilizzare l'opportunità di arbitraggi tra prezzi zonal appartenenti alla medesima macro-zona, l'Autorità ha pure introdotto un corrispettivo di non arbitraggio macro-zonale, entrato in vigore dal 1° luglio 2017.

La stessa Delibera 419/2017 ha altresì previsto che Terna, entro il 2 settembre 2017, pubblichi il valore che il segno dello sbilanciamento aggregato zonale avrebbe assunto nel periodo 2015-2017 applicando la nuova metodologia ed i relativi prezzi di sbilanciamento associati.

## Francia

Per assicurare il raggiungimento del target europeo sulle fonti rinnovabili al 2020 e di quello nazionale al 2030 (40% di rinnovabili nell'energy mix, di cui 20% da eolico), a fine ottobre 2016 il Governo ha pubblicato il documento di Programmazione Energetica Pluriennale in cui si definiscono i nuovi target intermedi per l'installato 2016-2018 e 2019-2023. Il documento, oltre a fornire un calendario indicativo per le aste strutturate per tecnologia, pone l'obiettivo di innalzare la capacità installata eolica on-shore a 15 GW entro il 2018 (dai circa 12 GW alla fine del 2016) e tra 22 e 26 GW nel 2023. Il 13 dicembre 2016 è stato pubblicato il decreto che disciplina il passaggio da una tariffa di tipo feed-in tariff (FIT) a quella feed-in premium (FIP), basata su un sistema di "complément de rémunération" più un premio, per gli impianti eolici che hanno finalizzato la domanda per il ritiro della produzione di energia elettrica da parte dell'operatore di rete (EDF) nel corso del 2016. Il valore complessivo del nuovo incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al precedente decreto 17 giugno 2014. Gli impianti eolici incentivati ai sensi del Decreto 17 giugno 2014 continuano a percepire una tariffa FIT, per 15 anni, il cui valore viene definito in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e 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. A maggio 2017, la CRE (l'Autorità per l'energia francese) ha pubblicato le procedure per le aste per l'accesso ai nuovi incentivi FIP di durata ventennale, per agli impianti eolici on-shore costituiti da più di 6 aerogeneratori o con singoli aerogeneratori di potenza superiore a 3 MW. La prima sessione delle aste si svolgerà il 1° novembre 2017 con un contingente di 500 MW e un prezzo base d'asta di 74,8 Euro/MWh, mentre l'ultima asta è prevista il 1° maggio 2020. L'obiettivo è sviluppare tramite questo meccanismo 3 GW di capacità eolica on-shore nel corso degli anni 2017-2020. Il Decreto 6 maggio 2017 ha invece disciplinato l'accesso alle nuove FIP per gli impianti eolici on-shore costituiti da massimo 6 aerogeneratori di massimo 3 MW di potenza ognuno, che hanno presentato a EDF la domanda di accesso alla FIP a partire dal 2017. Il valore della FIT sulla base della quale viene calcolato il "complément de rémunération" dipende dal diametro del rotore della turbina, nonché dalla produzione annuale dell'impianto, che se supera una determinata soglia di produzione (plafond), subisce una decurtazione per l'energia prodotta in eccesso.

## Germania

Il "Renewable Energy Sources Act" 2016 (EEG 2017), adottato l'8 luglio 2016 e il 20 dicembre 2016 giudicato dalla Commissione europea conforme alle norme UE sugli aiuti di Stato, segna il passaggio al meccanismo delle aste per tutti gli impianti FER > 750 kW in esercizio dal 1° gennaio 2017 per l'accesso agli incentivi. I contingenti annuali ad asta per nuove capacità di eolico on-shore sono pari a 2,8 GW all'anno fino al 2020 e 2,9 GW in seguito. All'interno delle cosiddette "Grid Expansion Areas" è previsto un limite all'assegnazione di incentivi tramite asta di nuova capacità eolica pari al 58% della capacità addizionale media annuale installata tra il 2013 e il 2015, pari a 902 MW/anno per il 2017 (258 MW per la prima sessione d'asta di maggio 2017), 2018 e 2019. Le regioni coinvolte, definite dal decreto 20 febbraio 2017, riguardano la parte nord del Sassonia Settentrionale, Brema, Schleswig-Holstein, Amburgo e Meclemburgo-Pomerania Anteriore e possono essere ridefinite dal 1° gennaio 2020 ogni due anni.

La prima asta si è svolta il 1° maggio 2017, con un prezzo base di 70 Euro/MWh, con l'assegnazione di un contingente di potenza eolica on-shore di 807 MW. Le offerte sono state aggiudicate mediamente a 57,1 Euro/MWh, ma il 96%



del contingente disponibile (in termini di MW) è stato aggiudicato dalle "Citizens' energy companies" con una tariffa di 57,8 Euro/MWh, pari alla tariffa massima a livello nazionale dal momento che per le "Citizens' energy companies" (cooperative) viene applicato il prezzo marginale registrato in asta. La prossima asta è prevista per il 1° agosto 2017. La tariffa che l'impianto percepirà effettivamente è però calcolata dal gestore di rete a valle dell'aggiudicazione, applicando all'offerta accettata il c.d. "Fattore correttivo" per tener conto della specifica ventosità del sito, determinato in funzione del "Site location quality" e del modello di turbina utilizzato. A luglio 2017 sono state approvate dal Parlamento tedesco alcune modifiche alla EEG 2017, prevedendo, tra l'altro, che, a partire dal 2018, per poter partecipare alle aste i progetti delle Citizens' energy companies debbono aver conseguito l'autorizzazione ambientale (BlmschG, abbreviazione di Bundes-Immissionsschutzgesetz, cioè Atto federale di controllo dell'inquinamento). Dal 2018 dovrebbero essere previste aste "pilota" multi-tecnologiche per le tecnologie eolica e fotovoltaica. All'eolico off-shore invece è stato riconosciuto un cap "flessibile", applicato dal 2021 al 2030, definito annualmente al fine di rispettare il nuovo obiettivo di 15 GW nei prossimi 15 anni (dai 25 GW previsti dal target 2012). A fine giugno il Bundestag ha modificato la legge sull'energia eolica sul mare (WindSeeG) proibendo offerte negative alle aste per l'eolico off-shore. Le prossime elezioni federali, previste per il prossimo autunno, non dovrebbero modificare l'orientamento dei due principali schieramenti politici tedeschi a favore delle rinnovabili.

## Polonia

Tra maggio e giugno del 2016 il Parlamento polacco, su iniziativa del Ministero dell'energia, ha approvato una serie di emendamenti sia al Regolamento tecnico che sovrintende alla installazione delle turbine eoliche (WTI Act) sia alla Legge rinnovabili approvata nel 2015 (RES Act).

Le modifiche, promosse dall'attuale Governo conservatore ed anti-europeista, impattano negativamente sulla redditività degli impianti esistenti e rischiano di compromettere lo sviluppo ulteriore dell'eolico on-shore nel Paese.

In particolare:

1. viene introdotto un divieto di installazione di nuove turbine entro distanze prefissate da costruzioni, foreste o aree protette;
2. dal 2017 viene incrementata la tassazione sugli immobili e assimilati;
3. si prevede la non applicabilità delle nuove norme in materia di distanze minime per gli impianti che abbiano già ottenuto un permesso a costruire non soggetto a varianti. In caso contrario gli impianti non ancora in esercizio dovranno rispettare la nuova disciplina;
4. sono previsti requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata, con possibile riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di Certificati d'Origine riconosciuti alla co-combustione "non dedicata";
5. viene abbandonato il principio di neutralità tecnologica per le aste, che aveva caratterizzato la prima versione della Legge, a favore di un approccio basato su basket tecnologici;
6. viene assegnata una maggiore priorità alle tecnologie rinnovabili con alti load factors e agli impianti per la valorizzazione elettrica dei rifiuti;

7. l'eolico on-shore e il fotovoltaico vengono collocati nel residuale basket "other technologies";
8. viene abolita la previsione che obbligava i distributori (DSO) ad acquistare la produzione rinnovabile ad un prezzo equivalente alla media dei prezzi dei precedenti trimestri.

Una revisione della legge, che dovrebbe contenere disposizioni migliorative per il settore eolico e coerenti con le osservazioni critiche della DG Competition della Commissione europea pervenute nel frattempo, dovrebbe essere approvata nella seconda metà dell'anno.

Le prime aste multi-tecnologia (per le nuove installazioni di potenza inferiore a 1 MW) che prevedono il passaggio ad un sistema di incentivazione attraverso procedure competitive per l'assegnazione di contratti per differenza – CfD – sono state effettuate il 30 dicembre 2016. L'esito delle aste è stato condizionato da problemi di collegamento all'apposita piattaforma on-line, che ha impedito la partecipazione a un gran numero di offerenti.

Dei 152 progetti hanno partecipato all'asta multi-tecnologica, 84 progetti (76 progetti PV per un totale di circa 70 MW e 8 progetti di eolico per un totale di circa 8 MW) sono stati aggiudicati con prezzi nel range tra 253.5 PLN/MWh e 408.8 PLN/MWh (58 Euro/MWh – 93 Euro/MWh), con un prezzo medio di PLN 350 / MWh (80 Euro/MWh).

## Romania

A fine dicembre 2016 il Governo ha approvato la quota d'obbligo di acquisto e annullamento di "certificati verdi" per i produttori e per i grandi consumatori di energia elettrica. Tale quota, pari al 12,15% nel 2016, è stata ridotta al 8,3% per il 2017. A valle della verifica di conformità alle norme UE sugli aiuti di Stato da parte della Commissione Europea, a fine marzo 2017 il Governo rumeno ha pubblicato l'Emergency Ordinance 24/2017 che ha introdotto importanti emendamenti alla Legge n. 220/2008. Le principali novità riguardano:

- l'allungamento del periodo di recupero dei CV trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (che deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
- il periodo di validità dei CV, che viene esteso al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 Euro/MWh (da 57 Euro/MWh) e 29,4 Euro/MWh (da 27 Euro/MWh);
- la definizione della quota d'obbligo, che dal 2018 sarà determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 Euro/MWh;
- la creazione di due mercati centralizzati "anonimi" per lo scambio dei CV a partire da settembre 2017 (in un mercato verranno scambiati tra le parti in forma anonima solamente i CV, in un altro mercato sarà invece possibile vendere i CV insieme all'energia elettrica sottostante).

## TERMOELETTRICO - POWER

### Unità essenziali ex D.L. 91/2014

In data **25 maggio 2016** è stata pubblicata sul sito di Terna la notizia che ha decretato **dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016** l'entrata in esercizio del collegamento Sorgente - Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla Delibera

521/2014. Tale comunicazione ha sancito **la fine del regime di essenzialità** previsto dal Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 521/14.

L'AEEGSI ha poi confermato tale circostanza con **Delibera 274/2016/R/eel**, pubblicata lo scorso 27/05/2016.

Lo scorso 13 dicembre 2016 l'Autorità ha emesso la Delibera 741/2016/R/eel con cui è stato quantificato il secondo acconto per il corrispettivo di reintegrazione dei costi in relazione agli impianti essenziali soggetti al regime 91/14, per l'anno 2015, dando mandato a Terna per la liquidazione degli importi. Per ERG Power Generation, il cui impianto CCGT di Priolo era soggetto alla disciplina degli impianti essenziali prevista dal D.L. 91/2014 fino al 27 maggio 2016, il corrispettivo di acconto deliberato con il provvedimento è pari a circa il 68% del conguaglio richiesto.

L'AEEGSI ha poi notificato la Deliberazione 15 dicembre 2016 n. 761/2016/R/eel, con cui viene confermato e quantificato anche l'acconto relativo all'anno di esercizio 2016.

Entrambi i corrispettivi sono stati liquidati da Terna entro la scadenza prevista (31/12/2016).

### Unità essenziali ex Delibera 111/2006

Il 28 ottobre 2016 è stata pubblicata la Delibera 610/2016 che include l'impianto CCGT di Priolo nell'elenco delle unità essenziali ex Delibera 111/2006 per l'anno 2017 per una sezione d'impianto pari a 120 MW (e secondo un regime sostanzialmente differente rispetto al regime ex D.L. 91/2014 di cui al paragrafo precedente). La società ha optato per il regime alternativo ex art. 65-bis della Delibera 111/06 che prevede la remunerazione di riserva terziaria a salire tramite un contratto di opzione, svincolando l'impianto dal regime di essenzialità nei mercati dell'energia (MGP/MI).

## IDROELETTRICO

In tema di "certificati verdi" e di provvedimenti prescrittivi ai sensi della Delibera 342/20174/R/eel, si rimanda a quanto già commentato nei capitoli "**Generale**" e "**Eolico - Italia**". A livello di normativa regionale, la Regione Umbria ha pubblicato nell'ottobre 2015 la Delibera n. 1067/2015 che ha determinato l'incremento, a partire dal 1° gennaio 2016, del valore dei canoni demaniali da 15,6 a circa 31 Euro/kW. Avverso a tale provvedimento è stato presentato da ERG Hydro S.r.l. ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP). All'udienza tenutasi il 7 dicembre 2016 le parti hanno precisato le rispettive conclusioni; il giudice ha quindi rimesso le parti innanzi al collegio, fissando l'udienza di discussione in data 1° marzo 2017. Nel corso di tale udienza è stato affrontato innanzitutto il tema della giurisdizione, posto d'ufficio dal Presidente del Collegio, e poi le questioni di merito inerenti all'illegittimità dell'incremento del canone. Con sentenza depositata il 19 aprile 2017, il TSAP ha dichiarato il proprio difetto di giurisdizione in favore del Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (TRAP) di Roma dinanzi al quale ha disposto la riassunzione del ricorso. Sono in corso gli adempimenti ai fini della proposizione del ricorso per Cassazione avverso la sentenza del TSAP.

### Impatti sul Gruppo

Per quanto riguarda gli eventuali impatti di tali provvedimenti per il 2017 sul Gruppo ERG, si rinvia ai successivi capitoli dedicati alle singole attività gestite.

## SETTORI DI ATTIVITÀ

### FONTI NON PROGRAMMABILI

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

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

#### MERCATO DI RIFERIMENTO <sup>(1)</sup>

Anno 2016		1° semestre	
		2017	2016
	<b>Mercato Rinnovabile Italia <sup>(2)</sup> (GWh)</b>		
88.188	Produzioni da fonti rinnovabili <sup>(3)</sup>	42.913	46.033
	di cui:		
42.323	Idroelettrica	18.468	21.509
5.865	Geotermica	2.899	2.952
17.455	Eolica	8.882	10.291
22.545	Fotovoltaico	12.664	11.281
	<b>Prezzi di cessione (Euro/MWh)</b>		
42,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) <sup>(4)</sup>	51,2	37,1
100,1	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	107,3	100,1
41,6	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	48,8	37,6
40,4	Prezzo energia elettrica zona Sud	47,5	36,5
47,6	Prezzo energia elettrica Sicilia	56,8	41,9
41,6	Prezzo energia elettrica Sardegna	48,7	37,6
139,0	Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia <sup>(5)</sup>	152,7	135,6
92,6	Feed In Tariff - Germania <sup>(6)</sup>	91,0	91,7
88,7	Feed In Tariff - Francia <sup>(6)</sup>	89,0	88,6
84,0	Feed In Tariff - Bulgaria <sup>(6)</sup>	96,7	96,7
33,4	Prezzo energia elettrica - Polonia	35,7	33,1
10,8	Prezzo certificato di origine - Polonia	7,3	16,6
27,3	Prezzo energia elettrica - Romania <sup>(7)</sup>	28,7	27,6
29,5	Prezzo "certificato verde" - Romania <sup>(8)</sup>	29,2	29,5

(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 S.Gervasio

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

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

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

## SCENARIO DI MERCATO IN ITALIA

Nel primo semestre del 2017 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 137.459 GWh (+4,9%) è stata coperta per il 31% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 13% dall'idroelettrico, per il 6% dall'eolico, per il 9% dal fotovoltaico, e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto all'anno precedente risulta in crescita la produzione fotovoltaica (+12%), mentre hanno registrato un netto decremento la produzione eolica (-14%), idroelettrica (-14%) e geotermica (-2%).

## SCENARIO NORMATIVO

### Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012<sup>11</sup>, la prosecuzione del sistema dei "certificati verdi" fino al 2015 e la conversione dal 2016, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in un feed-in premium calcolato con analoga formula ed erogato su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Quanto al valore degli incentivi 2017, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la Deliberazione 31/2017/R/EFR del 27 gennaio 2017 il valore medio annuo registrato nel 2016 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 42,38 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2017, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente<sup>12</sup>, è pari a 107,34 Euro/MWh<sup>13</sup>.

Ai sensi del D.M. 6 luglio 2012, gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso<sup>14</sup>.

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

Quanto alla disciplina sugli sbilanciamenti, con la Delibera 419/2017 l'Autorità per l'energia ha programmato una revisione delle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale vigente basata sul bilancio energetico della macro-zona; tale nuova modalità di calcolo entrerà in vigore dal 1° settembre 2017. Da quella data tornerà in vigore la modalità di fissazione del prezzo di sbilanciamento di tipo single price per tutte le unità non abilitate (sia di produzione che di consumo). L'Autorità ha inoltre introdotto un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale al fine di sterilizzare eventuali arbitraggi tra prezzi zonali all'interno della medesima macrozona.

Nello scorso aprile 2017 sono state comunicate dall'AEEGSI, alle società interessate, le Delibere 247/2017/E/eel (ERG Hydro S.r.l.) e 268/2017/E/eel (ERG Power Generation S.p.A.) emesse nell'ambito delle procedure avviate con la Delibera 342/2016 per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e/o di regolazione asimmetrica e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT),

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

12 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.

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

14 Base d'asta di 127 Euro/MWh.

potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici (incluse ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.). I principali contenuti degli atti sopra indicati sono rappresentati da una modifica della metodologia utilizzata per definire i risultati della ricognizione rispetto a quella utilizzata nelle comunicazioni inviate alle medesime società nel settembre 2016, e la specifica indicazione della non sussistenza di profili di illegittimità dei comportamenti ai fini del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT).

Si stima che gli eventuali impatti economici non siano significativi.

## Germania

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

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

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

Per gli impianti eolici autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018, è comunque previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014<sup>15</sup>.

La tariffa vigente al 1° gennaio 2017 per gli impianti che entrano nel regime transitorio è pari a 83,8 Euro/MWh per i primi 5 anni di esercizio, e 46,6 Euro/MWh per i successivi 15 anni. L'applicazione della tariffa massima prevista per i primi 5 anni può essere estesa al restante periodo: l'estensione varia in funzione del rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore)<sup>16</sup>.

A partire da marzo 2017, la tariffa subisce delle riduzioni sulla base di un calendario pre-stabilito<sup>17</sup> e da ottobre 2017, si applicano ulteriori tagli in funzione del superamento dei 2.500 MW di potenza eolica installata nell'anno.

Per gli impianti che accedono al sistema delle aste, l'incentivo, di durata ventennale, è pari alla tariffa FIP aggiudicata, corretta attraverso l'applicazione di un fattore correttivo specifico di impianto, in funzione dell'effettiva ventosità del sito (Reference Revenue Model), che può essere rivisto ogni 5 anni in base all'effettiva resa dell'impianto nei precedenti 5 anni di esercizio. Il prezzo base d'asta eolica per il 2017 è pari a 70 Euro/MWh, dal 2018 sarà pari alla media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti, incrementate dell'8%. Nel 2017 si terranno 3 aste (1° maggio,

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

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

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

1° agosto e 1° novembre), nel 2018 4 aste (1° febbraio, 1° maggio, 1° agosto e 1° ottobre) e tre sessioni nel 2020 (1° febbraio, 1° giugno, 1° ottobre). I contingenti di potenza messi a disposizione per le aste eoliche sono pari a 2.800 MW/anno per gli anni 2017, 2018 e 2019 e 2.900 MW/anno dal 2020 in avanti, con l'obiettivo di raggiungere una quota di rinnovabili del 40-45% al 2025, del 55-60% al 2035, e dell'80% al 2050. Inoltre, tra 2018 e 2020, sono previste delle aste multi-tecnologiche eolico on shore e fotovoltaico per un contingente di potenza complessivo di 400 MW. I volumi assegnati saranno dedotti dal rispettivo contingente annuo riservato alla specifica tecnologia.

In occasione della prima asta del 1° maggio 2017 è stato assegnato un contingente di potenza eolica on-shore di 807 MW con una tariffa media di 57,1 Euro/MWh. Il 96% del contingente (in termini di MW) è stato aggiudicato dalle "Citizens' energy companies" con una tariffa di 57,8 Euro/MWh, pari alla tariffa massima a livello nazionale dal momento che per le cooperative viene applicato il prezzo marginale. A luglio 2017 sono state approvate dal Parlamento tedesco alcune modifiche alla EEG 2017, prevedendo, tra l'altro, che, a partire dal 2018, per poter partecipare alle aste i progetti delle Citizens' energy companies debbono aver conseguito l'autorizzazione ambientale (BlmschG, abbreviazione di Bundes-Immissionsschutzgesetz, Atto federale di controllo dell'inquinamento).

## Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è di tipo feed-in tariff (FIT) disciplinato dal Decreto 17 giugno 2014, per gli impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015, e di tipo FIP più un premio (con un valore complessivo comunque in linea con la FIT di cui al Decreto 17 giugno 2014), per gli impianti che hanno stipulato o presentato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel corso del 2016, ai sensi del Decreto 13 dicembre 2016. La feed-in tariff (FIT), di cui al Decreto 17 giugno 2014, viene erogata per 15 anni, e viene definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Per il 2006 la tariffa iniziale era stata posta ad un valore di 82 Euro/MWh. Per gli impianti eolici con domanda di acquisto presentata dal 2008 in avanti, il valore della tariffa viene decurtato del 2% all'anno, e quindi successivamente aggiornato annualmente secondo il meccanismo sopraesposto. La tariffa, determinata in base all'anno di stipula, dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del load factor effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400 (altrimenti viene confermata la tariffa iniziale anche per i successivi 5 anni di esercizio). Il sistema di FIP più premio introdotto con il decreto 13 dicembre 2016 (che si applica agli impianti con domanda di acquisto stipulata o depositata nel corso del 2016) si articola in più componenti: la componente incentivo (complément de rémunération), calcolata come differenza tra la FIT vigente (pari a circa 81 Euro/MWh) e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più il premio di gestione pari a 2,8 Euro MWh, a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. Il valore complessivo di tale incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014.

A maggio 2017, la CRE (l'Autorità per l'energia francese) ha pubblicato le procedure del meccanismo di aste al ribasso per l'accesso ai nuovi incentivi FIP di durata ventennale, per gli impianti eolici onshore costituiti da più di 6 aerogeneratori o da aerogeneratori di potenza superiore a 3 MW ognuno. La prima sessione delle aste si svolgerà

il 1° novembre 2017 con un contingente di 500 MW e un prezzo base d'asta di 74,8 Euro/MWh, mentre l'ultima asta è prevista il 1° maggio 2020. L'obiettivo è sviluppare tramite questo meccanismo 3 GW di capacità eolica on-shore nel corso degli anni 2017-2020.

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

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

## Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni (impianto di Hrabrovo) o 15 anni (impianto di Tcherga). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2.200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 Euro/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Tali modifiche normative sono attualmente oggetto di ricorso da parte dei Produttori rinnovabili.

Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013. L'onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (introdotto a settembre 2012 per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010) è stato aumentato a circa 3,7 Euro/MWh a partire da luglio 2015.

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

## Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di acquistare i "certificati verdi" ricade sugli operatori che vendono energia elettrica ai consumatori finali. Il numero dei



CV spettante agli impianti eolici dipende dalla data di entrata in esercizio:

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

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

- il periodo di validità dei CV, che viene esteso al 31 marzo 2032. Solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi;
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 Euro/MWh (da 57 Euro/MWh) e 29,4 Euro/MWh (da 27 Euro/MWh);
- la definizione della quota d'obbligo, che dal 2018 sarà determinata in funzione (i) di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato, il c.d. “annual green certificates static quantity” calcolato da ANRE ogni 2 anni, che per il periodo 2017-2018 è posto pari a 14.910.140 CV; (ii) di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 Euro/MWh;
- la creazione di due mercati centralizzati “anonimi” per lo scambio dei CV a partire da settembre 2017: in un mercato verranno scambiati tra le parti in forma anonima solamente i CV, in un altro mercato sarà invece possibile vendere i CV insieme all'energia elettrica sottostante (i CV a prezzo di chiusura del mercato “CV only” e l'energia a prezzo di mercato).

Quanto alla quota d'obbligo 2017, l'ANRE con l'Ordinanza 27/2017 ha stabilito che per il periodo aprile-dicembre 2017 sarà pari a 0,358 CV/MWh, in aumento rispetto a quella stabilita per il periodo gennaio-marzo 2017 con l'Ordinanza 119/2016, pari a 0,320 CV/MWh (e pari a 0,306 CV/MWh per il 2016).

Tale quota corrisponde alla quota massima di produzione di energia rinnovabile incentivata con i CV stabilita dal governo per il 2017, pari all'8,3% del consumo finale di energia stimato per il 2017 (in riduzione rispetto alla quota stabilita per il 2016 pari al 12,15% del consumo finale).

## Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti entrati in esercizio entro giugno 2016 è basato su Certificati d'Origine (CO) per i primi 15 anni di attività, con quote d'obbligo annue sul consumo di energia elettrica (ad esclusione dei grandi energivori). La quota d'obbligo annua è stata pari al 15% per il 2016 e 16% per il 2017 in linea con la traiettoria stabilita dalla Legge 18 ottobre 2012, che ha previsto da qui al 2021 un aumento dell'1% annuo (17% per il 2018, 18% per

il 2019, 19% per il 2020, 20% per il 2021). Tuttavia, il Governo polacco ha la facoltà di revisionarle annualmente. La legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili approvata a marzo 2015 (ed emendata a dicembre 2015) aveva introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 è dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" ed azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. A fine giugno 2016, tuttavia, è stata approvata la nuova versione della legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, che, tra l'altro, prevede requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata. Ad oggi, tali norme non sono riuscite a ribilanciare il rapporto domanda/offerta di CO le cui quotazioni hanno continuato a diminuire. È previsto anche un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione di incentivi del tipo feed-in premium sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è obbligatorio per gli impianti entrati in esercizio a partire da luglio 2016. La versione della legge approvata a giugno<sup>18</sup> 2016 ha apportato modifiche anche a tale sistema, cambiando le regole di svolgimento delle aste, introducendo dei basket tecnologici separati e di fatto ritardandone l'avvio. La nuova versione della legge dovrà essere approvata nel quadro della notifica alla DG Competition attivata per la precedente versione della legge e non ancora conclusa dalla Commissione. Nel mese di giugno 2016 è stata anche approvata la legge sugli investimenti in turbine eoliche che, fra l'altro, ha modificato il calcolo della property tax a partire dal 2017 aumentandone l'importo in maniera significativa ed inoltre prevede un inasprimento delle norme relative alla minima distanza dalle altre costruzioni per la realizzazione di nuovi impianti eolici.

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

## Regno Unito

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

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

<sup>18</sup> Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento.

## SINTESI DEI RISULTATI RECURRING DEL PERIODO

Anno 2016	RISULTATI ECONOMICI	1° semestre	
		2017	2016
423	Ricavi della gestione caratteristica	232	244
308	Margine operativo lordo recurring <sup>(1)</sup>	170	187
(163)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(79)	(83)
145	Risultato operativo netto recurring <sup>(1)</sup>	91	104
44	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	20	13
74%	EBITDA Margin % <sup>(2)</sup>	73%	76%

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

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

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

Anno 2016	MARGINE OPERATIVO LORDO RECURRING	1° semestre	
		2017	2016
235	Italia	132	145
72	Estero	38	41
	di cui		
18	Germania	12	10
32	Francia	15	21
8	Bulgaria	4	3
8	Romania	6	4
6	Polonia	2	4
(0)	UK	(0)	0
308	Totale	170	187

I ricavi consolidati registrati nel primo semestre 2017 dalle fonti non programmabili hanno risentito delle minori produzioni (12%) riscontrate rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio, nel quale si erano registrate produzioni particolarmente elevate soprattutto in Italia.

Si segnala che nel corso del semestre hanno terminato il periodo incentivato alcuni parchi eolici in Italia per complessivi 141 MW (pari a 98 GWh di produzione) che pertanto non hanno più beneficiato dell'incentivo sostitutivo; tuttavia tali parchi nel periodo hanno beneficiato del regime di proroga tramite rimborso della mancata produzione eolica di anni pregressi per un importo di 5,4 milioni di Euro.

Per quanto riguarda i prezzi di vendita nel primo semestre 2017, per ERG in Italia il ricavo medio unitario delle produzioni eoliche e relative vendite, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex "certificati verdi"), è stato pari a 152,7 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 136,4 Euro/MWh del primo semestre 2016.

Tale aumento è legato al forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche (per ERG prevalentemente nelle isole e al sud), alle azioni di energy management sui mercati organizzati dell'energia e all'incremento del valore degli incentivi (ex "certificati verdi") da 100,1 Euro/MWh a 107,3 Euro/MWh. Si ricorda infatti che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex "certificati verdi") viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente (vedi sezione scenario tariffario). Di conseguenza, diversamente da quanto avven-

niva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 89,0 Euro/MWh e 91,4 Euro/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 730 GWh (+4%).

Il margine operativo lordo recurring del primo semestre 2017 è pari complessivamente a 170 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente (187 milioni), per le motivazioni sopra richiamate, in parte compensate dai minori costi operativi a seguito della maggiore efficienza resa possibile da un più mirato controllo degli stessi grazie anche al nuovo assetto organizzativo.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 73%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in diminuzione rispetto ai valori particolarmente elevati registrati nel primo semestre del 2016, principalmente dovuto alla significativa riduzione dei volumi per effetto della minore ventosità riscontrata nel semestre rispetto ai valori record dell'analogo periodo dell'anno precedente, oltre che per il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti.

Anno 2016	POTENZA INSTALLATA (MW)	1° semestre	
		2017	2016
<b>1.094</b>	<b>Italia</b>	<b>1.094</b>	<b>1.094</b>
	di cui		
247	Campania	247	247
120	Calabria	120	120
249	Puglia	249	249
79	Molise	79	79
89	Basilicata	89	89
198	Sicilia	198	198
111	Sardegna	111	111
2	Altre	2	2
<b>626</b>	<b>Estero</b>	<b>674</b>	<b>626</b>
	di cui		
168	Germania	216	168
252	Francia	252	252
82	Polonia	82	82
54	Bulgaria	54	54
70	Romania	70	70
<b>1.720</b>	<b>Potenza installata complessiva a fine periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>1.768</b>	<b>1.720</b>

(1) potenza impianti installati a fine periodo

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

Anno 2016	PRODUZIONI (GWh)	1° semestre	
		2017	2016
<b>2.220</b>	<b>Italia</b>	<b>1.078</b>	<b>1.343</b>
	di cui		
502	Campania	246	316
256	Calabria	118	150
529	Puglia	273	317
167	Molise	88	96
190	Basilicata	93	114
342	Sicilia	155	209
233	Sardegna	105	142
<b>1.281</b>	<b>Estero</b>	<b>730</b>	<b>705</b>
	di cui		
240	Germania	176	132
499	Francia	244	305
213	Polonia	121	103
148	Bulgaria	78	76
181	Romania	112	89
<b>3.501</b>	<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>1.809</b>	<b>2.048</b>

Nel primo semestre del 2017 la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 1.809 GWh, in diminuzione rispetto al primo semestre 2016 (2.048 GWh), con una produzione in calo circa del 20% in Italia (da 1.343 GWh a 1.078 GWh) ed in aumento del 4% all'estero (da 705 GWh a 730 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-265 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e significativamente inferiori a quelle particolarmente elevate registrate nel primo semestre del 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 25 GWh è attribuibile al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del periodo oltre alle buone produzioni in Polonia ed in Romania, parzialmente compensate dalle deboli 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	LOAD FACTOR %	1° semestre	
		2017	2016
<b>2016</b>	<b>Italia</b>	<b>23%</b>	<b>28%</b>
	di cui		
23%	Campania	23%	29%
24%	Calabria	23%	29%
24%	Puglia	25%	29%
24%	Molise	26%	28%
24%	Basilicata	24%	29%
20%	Sicilia	18%	24%
24%	Sardegna	22%	29%
<b>23%</b>	<b>Estero</b>	<b>25%</b>	<b>26%</b>
	di cui		
16%	Germania	19%	18%
23%	Francia	22%	28%
30%	Polonia	34%	29%
31%	Bulgaria	33%	32%
29%	Romania	37%	29%
<b>23%</b>	<b>Load factor <sup>(1)</sup></b>	<b>24%</b>	<b>27%</b>

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

Nel primo semestre 2017 il load factor complessivo, pari al 24%, è risultato inferiore a quello particolarmente elevato registrato nel primo semestre 2016, con una diminuzione dal 28% al 23% in Italia, e una diminuzione dal 26% al 25% all'estero, principalmente a causa di un peggior risultato in Francia parzialmente compensata da buoni risultati in Polonia e Romania.

## FONTI PROGRAMMABILI

### Mercato di riferimento

Anno 2016	MERCATO ELETTRICO ITALIA <sup>(1)</sup> (GWh)	1° semestre	
		2017	2016
310.251	Domanda	154.482	152.395
2.424	Consumo pompaggi	1.289	1.240
37.026	Import/Export	18.312	22.556
275.649	Produzione interna <sup>(2)</sup>	137.459	131.079
	di cui		
187.461	Termoelettrica	94.546	85.046
42.323	Idroelettrica	18.468	21.509
45.865	Altre rinnovabili	24.445	24.524
	<b>PREZZI DI CESSIONE (Euro/MWh)</b>		
42,8	PUN <sup>(3)</sup>	51,2	37,1
47,6	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	56,8	41,9
47,6	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	58,7	40,0

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

(2) produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

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

### Scenario di mercato in Italia

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel primo semestre 2017 è stata pari a 154,5 TWh, in aumento (+1,4%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel primo semestre 2017 si è registrato un fabbisogno di circa 9,1 TWh, in lieve aumento (+0,8%) rispetto al primo semestre 2016, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 21,6 TWh (+1,3%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 137,5 TWh, in aumento del 4,9% rispetto al 2016, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 18,3 TWh (-18,8% rispetto al 2016). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 64% da centrali termoelettriche e per il restante 36% da fonti rinnovabili. Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una maggiore produzione da fonte termoelettrica (+11%) ed un calo della produzione eolica (-14%), a fronte delle maggiori produzioni delle altre fonti rinnovabili (+9%), in particolare grazie alla maggior produzione fotovoltaica (+12%) ed alla lieve flessione della produzione geotermica (-2%).

Il valore medio del PUN del primo semestre 2017 si è attestato a 51,2 Euro/MWh, in aumento del 38% rispetto al valore rilevato nel 2016 (37,1 Euro/MWh).

## Scenario normativo di riferimento

### Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

Il periodo di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014 e alla Deliberazione 521/2014 e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 27 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente. Nel mese di luglio 2016 è stato quindi richiesto il conguaglio del reintegro spettante per l'anno 2015, ai sensi dell'art. 65.28 della Deliberazione 111/06; nel mese di settembre 2016 è stato richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro, relativo al primo trimestre, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della Deliberazione 521/2014, come modificata dalla Deliberazione 496/2015.

Si ricorda che in data 30 dicembre 2016 sono stati incassati circa 28 milioni come ulteriore acconto del 2015 e circa 18 milioni come acconto del 2016, mentre rimangono ancora da incassare nel 2017 circa 26 milioni previsti nel 2017.

### Reti interne di utenza (RIU)

Per gli operatori titolari di "sistemi di distribuzione chiusi", tra i quali rientra la "rete interna di utenza" (RIU) di Priolo, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha pubblicato la Delibera 539/2015, che introduce fra l'altro la necessità di adottare la separazione contabile e funzionale tra le attività di distribuzione e quelle di vendita dell'energia elettrica all'interno della RIU (il cosiddetto unbundling). Con la successiva delibera 788/2016, l'Autorità ha previsto la proroga della nuova disciplina al 1° ottobre 2017.

Da ultimo, la legge annuale sulla concorrenza, approvata in via definitiva dal Parlamento e in attesa di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale al momento della stampa della presente relazione, ha esentato le piccole reti di distribuzione, incluse le RIU, dalla suddetta necessità di separazione funzionale.

### Idroelettrico: canoni di concessione

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

### Legge di Stabilità n. 208/2015

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



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

## Premessa sui principali risultati del periodo

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

- nell'**idroelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia; tali impianti sono eserciti nell'ambito delle relative concessioni idroelettriche che scadranno alla fine del 2029;
- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) co-generativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

## Sintesi dei principali risultati del periodo

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

### RISULTATI ECONOMICI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>601</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>306</b>	<b>288</b>
<b>161</b>	<b>Margine operativo lordo recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>94</b>	<b>93</b>
(88)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(45)	(44)
<b>73</b>	<b>Risultato operativo netto recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>49</b>	<b>48</b>
13	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5	5
<b>27%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>31%</b>	<b>32%</b>

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

## Termoelettrico

### RISULTATI ECONOMICI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>479</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>230</b>	<b>228</b>
<b>77</b>	<b>Margine operativo lordo recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>40</b>	<b>52</b>
(30)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(16)	(15)
<b>47</b>	<b>Risultato operativo netto recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>24</b>	<b>37</b>
10	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	4
<b>16%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>17%</b>	<b>23%</b>
<b>2.693</b>	<b>Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)</b>	<b>1.175</b>	<b>1.293</b>

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

Nel corso del primo semestre 2017 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.175 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2016 (1.293 GWh), inoltre il periodo non ha più goduto del diritto al "corrispettivo di reintegro" spettante fino alla vigenza del regime delle Unità Essenziali, terminato il 27 maggio 2016, mentre nell'analogo periodo dello scorso anno ne aveva beneficiato per un controvalore pari a circa 31 milioni.

Tali impatti, a livello di ricavi, sono stati mitigati dal significativo aumento generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica e dall'aumento delle attività di compravendita di energia, portando a ricavi superiori rispetto all'analogo periodo del 2016.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per 397 migliaia di tonnellate, è in diminuzione rispetto alle 452 migliaia di tonnellate del primo semestre 2016 a seguito di minori ritiri da parte degli impianti Versalis. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo recurring del primo semestre 2017 è risultato pari a 40 milioni (52 milioni registrati nel 2016), in linea con le aspettative ma inferiore rispetto al primo semestre 2016, a seguito principalmente della assenza tra i ricavi del 2017 del corrispettivo di reintegro ex UESSE, pari nel primo semestre 2016 a circa 31 milioni, che ha quindi influenzato il risultato operativo percentuale. Tale andamento è stato parzialmente mitigato dall'apprezzamento del valore dei Titoli di Efficienza Energetica di cui è titolare l'impianto CCGT in quanto cogenerativo ad alto rendimento di cui circa 11 milioni relativi al maggior valore dei TEE maturati nell'anno precedente, oltre che dall'aumento del margine (Spark spread) a seguito del maggiore aumento dei prezzi di vendita rispetto a quello del costo del gas, nonché dal miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo.

## Idroelettrico

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

### RISULTATI ECONOMICI

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>122</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>76</b>	<b>61</b>
<b>84</b>	<b>Margine operativo lordo recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>54</b>	<b>41</b>
(58)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(29)	(29)
<b>26</b>	<b>Risultato operativo netto recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>25</b>	<b>12</b>
4	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	1
<b>68%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>72%</b>	<b>68%</b>
<b>1.358</b>	<b>Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)</b>	<b>652</b>	<b>751</b>

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

I ricavi del primo semestre 2017, pari a 76 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica per 38 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 35 milioni (di cui circa 8 milioni relativi al recupero

di incentivi pregressi a seguito dell'annullamento della revoca della qualificazione IAFR principalmente dell'impianto di Sigillo (5 MW) oltre a ricavi da MSD per 3 milioni.

I costi, complessivamente pari a 22 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del primo semestre 2017 è risultato pari a 54 milioni.

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

Le produzioni complessive di ERG Hydro (652 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo, pari complessivamente a circa 101,3 Euro/MWh, esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi.

L'EBITDA margin del primo semestre 2017 è risultato complessivamente pari al 72%.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 33%, risente della scarsa idraulicità riscontrata (produzione di 652 GWh nel primo semestre 2017, in linea con quanto riscontrato nel primo semestre 2016 ed inferiore rispetto alla media storica decennale).

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

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 524, 524 e 130 metri s.l.m., inferiori sia rispetto ai livelli al 30 giugno 2016 (rispettivamente 532, 528 e 131 metri s.l.m.) che alla media storica decennale (rispettivamente 532, 529 e 133 metri s.l.m.).

## INVESTIMENTI

Si premette che il dato degli investimenti, per il primo semestre 2017, non include l'**acquisizione di sei parchi eolici in Germania**, acquisiti dal Gruppo DIF, con una capacità installata di 48,4 MW. Il valore dell'acquisizione è di circa 14,6 milioni di Euro in termini di enterprise value.

Si precisa che il dato degli investimenti, per il primo semestre 2016 non include **due importanti acquisizioni** effettuate nel periodo nell'ambito delle Fonti Non Programmabili:

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

Nel primo semestre 2017 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 26 milioni (19 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 25 milioni relativi ad immobilizzi materiali (17 milioni nel primo semestre 2016) e 1 milione ad immobilizzi immateriali (2 milioni nel primo semestre 2016).

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

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>44</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>20</b>	<b>13</b>
44	Eolico	20	13
<b>13</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
10	Termoelettrico	4	4
4	Idroelettrico	1	1
<b>3</b>	<b>Corporate</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>60</b>	<b>Totale</b>	<b>26</b>	<b>19</b>

### Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del primo semestre 2017 si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Power Generation a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord per circa 18 milioni. Più in dettaglio, il parco di Brockaghboy sarà costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi la cui costruzione è prevista essere completata, coerentemente con la tempistica di connessione alla rete di distribuzione, entro il terzo trimestre del 2017, per poi completare la fase di "commissioning" nel corso del quarto trimestre.

### Fonti Programmabili

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

## TOTALERG

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

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

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

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

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

### Sintesi dei principali risultati di TotalErg

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

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>RISULTATI ECONOMICI</b>			
<b>135</b>	<b>Margine operativo lordo recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>87</b>	<b>53</b>
(75)	Ammortamenti e svalutazioni	(40)	(36)
<b>60</b>	<b>Risultato operativo netto recurring<sup>(1)</sup></b>	<b>47</b>	<b>17</b>
<b>28</b>	<b>Risultato netto recurring<sup>(2)</sup></b>	<b>29</b>	<b>5</b>
60	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	27	27
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>			
532	Capitale investito netto	493	497
287	Patrimonio netto	271	251
244	Indebitamento finanziario netto totale	222	246

(1) i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa -8 milioni nel primo semestre 2017 (+17 milioni nel primo semestre 2016)

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

TotalErg opera nel settore marketing attraverso la propria Rete Italia, costituita da 2.545 impianti (di cui 1.646 sociali e 899 convenzionati), rispetto ai 2.585 al 31 dicembre 2016. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti e che la diminuzione dei punti vendita è dovuta al processo di ristrutturazione della rete carburanti portato avanti in questi anni, che ha determinato la chiusura di punti vendita a basso erogato, la modernizzazione / automazione di quelli di proprietà a maggior erogato e la risoluzione di contratti di impianti di terzi a scarsa profittabilità.

TotalErg opera anche nel mercato Extra Rete, vendendo prodotti petroliferi prevalentemente a società che a loro volta rivendono ad utenti finali nei loro mercati locali e direttamente al consumo attraverso le società controllate Restiani ed

Eridis, nonché nel mercato delle Specialties, tramite la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL.

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

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

Il margine operativo lordo recurring del primo semestre 2017 è pari a circa 87 milioni, in aumento rispetto a quello registrato nel primo semestre 2016 (53 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati beneficiano di uno scenario positivo, contraddistinto da una domanda sostanzialmente stabile rispetto al primo semestre 2016 ma con margini di mercato in crescita.

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

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

Le lavorazioni effettuate nel primo semestre 2017 ammontano a 795 migliaia di tonnellate, in lieve diminuzione rispetto alle 804 migliaia di tonnellate del primo semestre 2016.

Il risultato netto recurring (29 milioni) è stato significativamente superiore a quello del primo semestre 2016 (5 milioni), principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi ed inoltre beneficia di minori oneri finanziari.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 30 giugno 2017 risulta pari a 222 milioni, in diminuzione rispetto ai 244 milioni al 31 dicembre 2016.

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

### Investimenti TotalErg

Nel primo semestre 2017 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 27 milioni, in linea rispetto all'analogo periodo del primo semestre 2016 (27 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 74%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc.), a cui si aggiungono le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.



## PROSPETTI CONTABILI

---

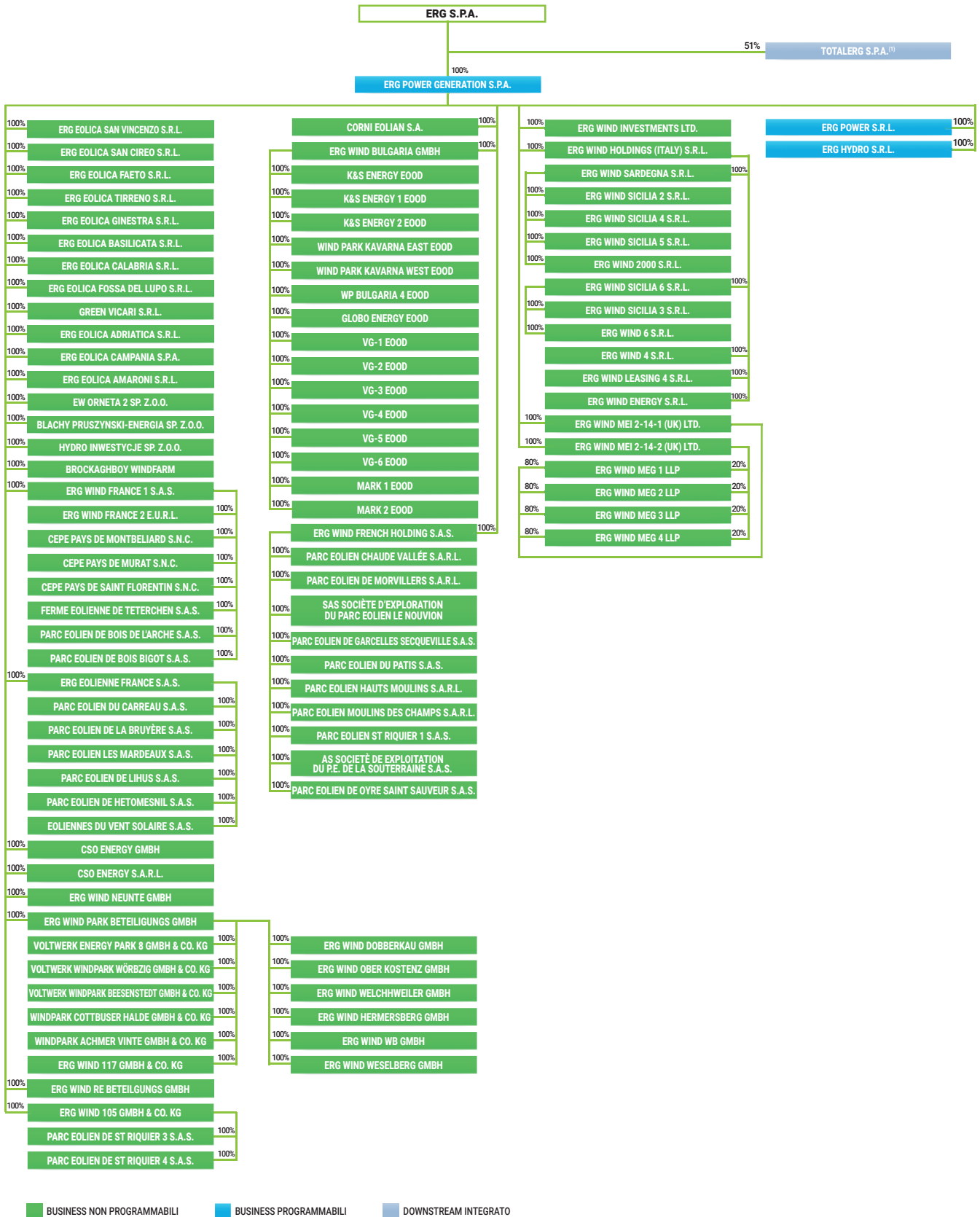
### AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE E AREE DI BUSINESS

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

Rispetto al 31 dicembre 2016 si segnala:

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





(1) Società consolidata con il metodo del patrimonio netto

## RISULTATI ECONOMICI, PATRIMONIALI E FINANZIARI

### CONTO ECONOMICO

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali del primo semestre 2016 di seguito esposti **includono le poste no recurring**. Nel primo semestre 2017 non sono state rilevate poste no recurring.

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

#### CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
1.025,5	Ricavi della gestione caratteristica	538,3	530,2
16,3	Altri ricavi e proventi	4,7	8,1
<b>1.041,8</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>543,0</b>	<b>538,3</b>
(330,2)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(171,9)	(131,0)
(196,0)	Costi per servizi e altri costi operativi	(81,1)	(104,1)
(62,3)	Costi del lavoro	(31,8)	(32,0)
<b>453,3</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>258,2</b>	<b>271,2</b>
(253,7)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(125,6)	(128,7)
<b>199,6</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>132,6</b>	<b>142,5</b>
(83,9)	Proventi (oneri) finanziari netti	(34,0)	(46,0)
37,7	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	11,9	8,2
<b>153,5</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>110,5</b>	<b>104,8</b>
(28,7)	Imposte sul reddito	(26,1)	(29,2)
<b>124,9</b>	<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>84,4</b>	<b>75,5</b>
(2,4)	Risultato di azionisti terzi	-	(3,0)
<b>122,5</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>84,4</b>	<b>72,5</b>

#### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del primo semestre 2017 sono pari a 538 milioni rispetto ai 530 milioni del primo semestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento dei ricavi del **settore Eolico** legato prevalentemente alla minore produzione sia in Italia che all'Estero in parte compensata da un andamento dei prezzi più favorevole;
- l'incremento dei ricavi del **settore Idroelettrico** in conseguenza principalmente dei maggiori prezzi medi di vendita e dei maggiori ricavi per "certificati verdi" di anni pregressi;
- i ricavi del **settore Termoelettrico** sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante il venir meno del reintegro costi Mucchetti.

### Altri ricavi e proventi

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

### Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

Nel primo semestre 2017 sono pari a 172 milioni in aumento di 39 milioni rispetto al primo semestre 2016 principalmente a seguito dei maggiori costi per acquisti di gas e energia elettrica.

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

### Costi per servizi e altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dell'energia elettrica), i costi per utilities, i costi per concessioni idroelettriche, per consulenze, costi assicurativi e per servizi forniti da terzi. Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

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

### Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico ed all'impianto CCGT e risultano lievemente inferiori rispetto a quelli dell'analogo periodo 2016 a seguito principalmente della fine della vita utile di alcune componenti dei parchi francesi, dalla revisione della vita utile degli impianti in Francia e Germania acquisiti nel primo semestre del 2016, nell'ambito della Purchase Price Allocation definita nel Bilancio 2016, i cui effetti sono stati in parte compensati da maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione dei parchi tedeschi avvenuta nel secondo trimestre 2017 (per circa 2 milioni).

### Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo semestre 2017 sono pari a 34 milioni, rispetto ai 46 milioni registrati nel primo semestre 2016. Il decremento è imputabile principalmente ai minori interessi passivi a medio lungo termine dovuto ai rimborsi avvenuti nel periodo e alle azioni di ristrutturazione completate nel corso del 2016.

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

Al netto degli oneri non ricorrenti di cui sopra, gli oneri finanziari netti a valori correnti del primo semestre 2016 risultavano pari a 38 milioni.



Gli effetti correlati alle ristrutturazioni finanziarie hanno permesso una riduzione del costo medio del debito a medio-lungo termine che nel primo semestre 2017 si è attestato in media al 3,3% rispetto al 3,5% del primo semestre 2016 (esclusi gli oneri no recurring).

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

### Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel primo semestre 2017 riflette i risultati della joint venture TotalErg S.p.A. inclusivo delle variazioni del valore del magazzino (+12 milioni, rispetto agli 8 milioni nel primo semestre 2016).

### Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2017 sono pari a 26 milioni (29 milioni nello stesso periodo 2016).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 24% (28% nel primo semestre 2016).

Il tax rate recurring del primo semestre 2017, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 23% (28% nel primo semestre 2016).

Il decremento del tax rate è legato principalmente al beneficio comportato dalla riduzione dell'aliquota IRES (24% dal 1° gennaio 2017 rispetto al 27,5% del primo semestre 2016) che ha più che compensato l'effetto negativo a seguito dell'adeguamento dell'aliquota dell'ACE (Aiuto Crescita Economica) (1,6 % nel primo semestre 2017 rispetto al 4,75% nel 2016).

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30.06.2016	(Milioni di Euro)	30.06.2017	31.12.2016
3.454,1	Capitale immobilizzato	3.320,3	3.372,2
313,1	Capitale circolante operativo netto	210,1	160,2
(6,4)	Trattamento di fine rapporto	(6,5)	(6,7)
369,9	Altre attività	329,3	310,1
(697,6)	Altre passività	(586,6)	(549,5)
<b>3.433,2</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.266,7</b>	<b>3.286,3</b>
1.540,7	Patrimonio netto di Gruppo	1.752,6	1.729,1
52,4	Patrimonio netto di terzi	-	-
1.840,1	Indebitamento finanziario netto	1.514,1	1.557,2
<b>3.433,2</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.266,7</b>	<b>3.286,3</b>
54%	<b>Leva finanziaria</b>	46%	47%

Al 30 giugno il capitale investito netto ammonta a 3.267 milioni in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 46% (47% al 31 dicembre 2016).

### Capitale immobilizzato

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

### Capitale circolante operativo netto

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

### Altre attività

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

### Altre passività

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

## Indebitamento finanziario netto

### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30.06.2016	(Milioni di Euro)	30.06.2017	31.12.2016
1.994,6	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.841,2	1.934,1
(154,5)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(327,2)	(376,9)
<b>1.840,1</b>	<b>Totale</b>	<b>1.514,1</b>	<b>1.557,2</b>

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

### INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2016	(Milioni di Euro)	30/06/2017	31/12/2016
667,4	Debiti verso banche a medio-lungo termine	669,4	668,4
-	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
166,5	Debiti finanziari a medio-lungo termine	120,2	141,9
<b>833,9</b>	<b>Totale</b>	<b>789,7</b>	<b>810,4</b>
1.284,9	Totale Project Financing	1.206,5	1.275,6
(124,2)	Quota corrente Project Financing	(154,9)	(151,9)
<b>1.160,8</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>1.051,6</b>	<b>1.123,7</b>
<b>1.994,6</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.841,2</b>	<b>1.934,1</b>

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 30 giugno 2017 sono pari a 669 milioni di Euro (668 milioni al 31 dicembre 2016) riferibili a:

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

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine" sono interamente formati dalle passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 120 milioni (142 milioni al 31 dicembre 2016).

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" (1.206 milioni al 30 giugno 2017) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.100 milioni di Euro erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 433 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 72 milioni di Euro;
- finanziamenti per 106 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.

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

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

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30.06.2016	(Milioni di Euro)	30.06.2017	31.12.2016
93,8	Debiti verso banche a breve termine	41,3	2,3
-	Quota corrente mutui e finanziamenti	-	-
5,8	Altri debiti finanziari a breve termine	1,8	3,8
<b>99,5</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>43,1</b>	<b>6,0</b>
(224,2)	Disponibilità liquide	(280,7)	(263,3)
(18,0)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(108,1)	(107,6)
<b>(242,2)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(388,8)</b>	<b>(370,9)</b>
124,2	Project Financing a breve termine	154,9	151,9
(136,1)	Disponibilità liquide	(136,3)	(163,9)
<b>(11,9)</b>	<b>Project Financing</b>	<b>18,6</b>	<b>(12,0)</b>
<b>(154,5)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(327,2)</b>	<b>(376,9)</b>

L'importo delle disponibilità liquide è aumentato nel corso del primo semestre 2017 a seguito degli incassi relativi a crediti per tariffa incentivante relativi al terzo e quarto trimestre 2016.

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

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

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

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO</b>			
381,3	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato <sup>(1)</sup>	222,9	231,6
(14,2)	Pagamento di imposte sul reddito	(15,2)	(8,7)
69,5	Variazione circolante operativo netto	(46,8)	(109,8)
(34,3)	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(5,7)	(29,0)
<b>402,3</b>	<b>Totale</b>	<b>155,2</b>	<b>84,2</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO</b>			
(55,9)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(24,2)	(15,6)
(0,1)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	15,4	4,4
<b>(56,1)</b>	<b>Totale</b>	<b>(8,7)</b>	<b>(11,2)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO</b>			
(142,8)	Dividendi distribuiti	(74,4)	(142,8)
(6,2)	Altre variazioni patrimonio <sup>(3)</sup>	10,6	(16,0)
<b>(149,0)</b>	<b>Totale</b>	<b>(63,8)</b>	<b>(158,8)</b>
<b>(306,5)</b>	<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO <sup>(2)</sup></b>	<b>(39,5)</b>	<b>(306,5)</b>
<b>(109,3)</b>	<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>43,1</b>	<b>(392,3)</b>
<b>1.447,9</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE</b>	<b>1.557,2</b>	<b>1.447,9</b>
<b>109,3</b>	<b>VARIAZIONE DEL PERIODO</b>	<b>(43,1)</b>	<b>392,3</b>
<b>1.557,2</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE</b>	<b>1.514,1</b>	<b>1.840,1</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 2017 si riferisce al consolidamento integrale delle società tedesche acquisite dal Gruppo DIF RE. Il dato relativo al primo semestre 2016 si riferisce principalmente al consolidamento integrale delle società acquisite da Impax Asset Management

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

L'indebitamento finanziario netto risulta pari a 1.514 milioni, in decremento di 43 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo netto e per il dividendo ricevuto da TotalErg, che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF, la distribuzione dei dividendi, il pagamento delle imposte, nonché gli investimenti del periodo.

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



## INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

---

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle poste no recurring (non caratteristiche) e **utili (perdite) su magazzino**<sup>19</sup>.

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

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

Poiché la composizione di tali indicatori non è regolamentata dai principi contabili di riferimento, la metodologia di determinazione di tali misure applicata dal Gruppo potrebbe non essere omogenea con quella adottata da altri operatori e pertanto non pienamente comparabile.

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

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

Gli **utili (perdite) su magazzino**<sup>19</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.

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

---

<sup>19</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 recurring

### MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>453,3</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>258,2</b>	<b>271,2</b>
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
	<b>Fonti Programmabili</b>		
0,3	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	0,3
	<b>Fonti Non Programmabili</b>		
0,9	- Oneri per riorganizzazione societaria	-	0,9
0,9	- Oneri accessori operazioni straordinarie	-	0,9
<b>455,4</b>	<b>Margine operativo lordo recurring</b>	<b>258,2</b>	<b>273,3</b>

### RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2016	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2017	2016
<b>122,5</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>84,4</b>	<b>72,5</b>
(15,7)	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	2,9	(6,0)
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
0,8	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	-	0,9
4,1	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	-	0,3
5,9	Esclusione effetto prepayment finanziamenti	-	5,9
0,8	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	-	0,8
(11,0)	Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities	-	-
<b>107,3</b>	<b>Risultato netto di Gruppo recurring</b>	<b>87,3</b>	<b>74,3</b>

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

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

---

19  
luglio  
2017

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

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

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

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

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

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

Le obbligazioni sono rivolte esclusivamente a investitori istituzionali in Italia e all'estero e non saranno offerte o vendute negli Stati Uniti d'America, Canada, Australia, Giappone o in qualsiasi altro paese nel quale l'offerta o la vendita delle obbligazioni siano vietate ai sensi delle leggi applicabili.

04  
luglio  
2017

Il Gruppo ERG ha comunicato la nomina di Sergio Chiericoni a nuovo responsabile dello sviluppo business del Gruppo ERG nel ruolo di Chief Business Development Officer.

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

Ha ricoperto la carica di Vice President con delega all'Ingegneria per gli impianti on shore del Gruppo Technip, a seguire quella di Direttore delle aree Processo ed Ingegneria in ICQ Holding, dove inizia ad occuparsi di sviluppo nel settore delle Rinnovabili, successivamente in Sunpower Corporation, dove ha guidato progetti chiave per lo sviluppo del business in aree EMEA (Europe Middle East and Africa) e APAC (Asia – Pacific). È stato CEO di Falck Renewables Wind Ltd., e nel gruppo Falck ha anche ricoperto il ruolo di Head of Business Development, Engineering & Construction e successivamente quello di North Europe Area Manager.

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

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

---

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

### Fonti Non Programmabili

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

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

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

### Fonti Programmabili

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

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

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

Nel complesso per l'esercizio 2017 si attende un margine operativo lordo di circa 430 milioni di Euro nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il venir meno del regime di reintegro costi delle unità essenziali sul Termoelettrico; tali effetti vengono in parte compensati dagli scenari prezzi più favorevoli, dal contributo dello sviluppo di nuova capacità produttiva nel Wind all'estero, dalla massimizzazione delle attività di Energy Management su tutti i mercati e dalla ricerca continua di efficienze sui costi operativi sia di business che centrali.

La generazione di cassa di ERG consentirà di ridurre l'indebitamento di circa 100 milioni di Euro a circa 1.450 milioni di Euro (1.557 nel 2016) a fronte di nuovi investimenti previsti per circa 140 milioni, della distribuzione ordinaria del dividendo a 0,5 Euro per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

## RISCHI E INCERTEZZE RELATIVI ALL'EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

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

Genova, 9 agosto 2017

per il Consiglio di Amministrazione

il Presidente

Edoardo Garrone





## Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

---

## SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA <sup>(1)</sup>

(Migliaia di Euro)	Note	30.06.2017	31.12.2016
Attività immateriali	1	664.607	676.613
Avviamento	2	125.932	125.932
Immobili, impianti e macchinari	3	2.323.896	2.360.338
Partecipazioni:	4	22.525	170.225
- valutate con il metodo del patrimonio netto		13.147	164.826
- altre partecipazioni		9.375	5.398
Altre attività finanziarie non correnti	5	40.469	39.099
di cui con parti correlate	38	1.855	-
Attività per imposte anticipate	6	150.425	160.045
Altre attività non correnti	7	38.828	45.615
<b>Attività non correnti</b>		<b>3.366.681</b>	<b>3.577.867</b>
Rimanenze	8	21.739	20.365
Crediti commerciali	9	292.846	292.978
di cui con parti correlate	38	1.378	3.449
Altri crediti e attività correnti	10	140.082	104.437
di cui con parti correlate	38	49.432	13.556
Attività finanziarie correnti	11	108.475	108.763
di cui con parti correlate	38	8.592	8.490
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	417.008	427.195
<b>Attività correnti</b>		<b>980.150</b>	<b>953.738</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	<b>36</b>	<b>142.916</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>4.489.747</b>	<b>4.531.605</b>
Patrimonio Netto di Gruppo	13	1.752.586	1.729.099
<b>Patrimonio Netto</b>		<b>1.752.586</b>	<b>1.729.099</b>
Trattamento fine rapporto	14	6.511	6.733
Passività per imposte differite	15	273.695	274.357
Fondi per rischi ed oneri non correnti	16, 25	127.262	125.258
Passività finanziarie non correnti	17, 24	1.841.240	1.934.060
Altre passività non correnti	18	38.100	37.771
<b>Passività non correnti</b>		<b>2.286.808</b>	<b>2.378.179</b>
Fondi per rischi ed oneri correnti	19, 25	44.341	46.682
Debiti commerciali	20	104.310	152.680
di cui con parti correlate	38	57	60
Passività finanziarie correnti	21	198.321	159.098
di cui con parti correlate	38	29	-
Altre passività correnti	23	103.379	65.865
di cui con parti correlate	38	3.375	16.600
<b>Passività correnti</b>		<b>450.351</b>	<b>424.325</b>
<b>Passività destinate ad essere cedute</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>4.489.747</b>	<b>4.531.605</b>

(1) La Situazione patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2017 è rappresentata secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, con l'esclusione della partecipazione nella joint venture TotalErg S.p.A. Gli impatti dell'esclusione citata, indicati separatamente alla riga "Attività destinate ad essere cedute", sono meglio descritti alla **Nota 36 - Risultato netto attività destinate ad essere cedute**

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

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2017	1° semestre 2016
Ricavi della gestione caratteristica	26	538.273	530.177
<i>di cui con parti correlate</i>	38	6.117	5.779
Altri ricavi e proventi	27	4.738	8.114
<i>di cui con parti correlate</i>	38	272	730
Variazione delle rimanenze	28	(24)	1.867
Costi per acquisti	29	(171.858)	(132.910)
<i>di cui con parti correlate</i>	38	(101)	(30)
Costi per servizi e altri costi operativi	30	(81.114)	(104.089)
<i>di cui con parti correlate</i>	38	(5.732)	(5.821)
<i>di cui poste non ricorrenti</i>	37	-	(932)
Costi del lavoro	31	(31.817)	(31.974)
<i>di cui poste non ricorrenti</i>	37	-	(1.159)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>258.198</b>	<b>271.185</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni</b>	32	<b>(125.608)</b>	<b>(128.676)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>132.590</b>	<b>142.509</b>
Oneri finanziari	33	(45.463)	(58.316)
<i>di cui con parti correlate</i>	38	(5)	-
<i>di cui poste non ricorrenti</i>	37	-	(7.672)
Proventi finanziari	34	11.438	12.347
<i>di cui con parti correlate</i>	38	17	-
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>	33	<b>(34.025)</b>	<b>(45.969)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	34	49.432	365
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	34	(114)	44
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>	34	<b>(43)</b>	<b>409</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>98.522</b>	<b>96.949</b>
Imposte sul reddito	35	(26.058)	(29.216)
<i>di cui poste non ricorrenti</i>	37	-	1.759
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE</b>	36	<b>72.464</b>	<b>67.733</b>
Risultato netto attività destinate ad essere cedute		11.953	7.814
<i>di cui poste non ricorrenti</i>	37	(2.855)	5.690
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>84.417</b>	<b>75.547</b>
Risultato di azionisti terzi		-	(3.044)
<i>di cui poste non ricorrenti</i>	37	-	491
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>		<b>84.417</b>	<b>72.503</b>

(Euro)	1° semestre 2017	1° semestre 2016
<b>Risultato netto attività continue per azione</b>	0,487	0,529
<b>Risultato netto attività continue per azione diluito</b>	0,487	0,529
<b>Risultato netto di Gruppo per azione</b>	0,567	0,508
<b>Risultato netto di Gruppo per azione diluito</b>	0,567	0,508

(1) Il Conto Economico del 1° semestre 2017 è rappresentato secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, con l'esclusione dei risultati della joint venture TotalErg, consolidata con il metodo del patrimonio netto. Gli impatti dell'esclusione citata, indicati separatamente alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute", sono meglio descritti alla **Nota 36 – Risultato netto attività destinate ad essere cedute**



## ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2017	1° semestre 2016
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>84.417</b>	<b>75.547</b>
<b>Variazioni che non saranno riclassificate a conto economico</b>		
Variazione attuariale fondo TFR	-	(119)
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale fondo TFR	-	33
	<b>-</b>	<b>(86)</b>
<b>Variazioni che saranno riclassificate a conto economico</b>		
Variazioni della riserva di cash flow hedge	17.190	(15.918)
Imposte sul reddito riferite alle variazioni della riserva di cash flow hedge	(4.126)	4.304
	<b>13.064</b>	<b>(11.614)</b>
Variazioni della riserva di traduzione	(1.337)	(4.984)
Imposte sul reddito riferite alle variazioni della riserva di traduzione	586	685
	<b>(751)</b>	<b>(4.299)</b>
<b>Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte</b>	<b>12.313</b>	<b>(15.999)</b>
<b>Risultato netto complessivo del periodo</b>	<b>96.730</b>	<b>59.549</b>
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi	-	(2.027)
<b>Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo</b>	<b>96.730</b>	<b>57.521</b>

## RENDICONTO FINANZIARIO

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2017	1° semestre 2016
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):</b>			
Risultato netto del periodo		84.417	75.547
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	32	125.652	128.676
- Variazione netta dei fondi per rischi e oneri	16, 19	(337)	2.036
- Variazione netta delle attività (passività) per imposte anticipate (differite)	6, 15	8.958	(4.217)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	9	384	-
- Plusvalenze/minusvalenze da realizzo di attività non correnti		-	-
- Quota dei risultati delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	34	8.480	(8.542)
- Variazione del trattamento di fine rapporto	14	(222)	872
<b>Flusso di cassa della gestione corrente</b>		<b>227.332</b>	<b>194.372</b>
<b>- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:</b>			
- Variazione delle rimanenze	8	(1.374)	(1.788)
- Variazione dei crediti commerciali	9	447	(71.795)
- Variazione dei debiti commerciali	20	(48.370)	(36.367)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	7, 10, 18, 23	9.290	32
		<b>(40.008)</b>	<b>(109.918)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):</b>		<b>187.324</b>	<b>84.454</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):</b>			
Acquisizioni di attività immateriali e avviamento	1, 2	(1.343)	(1.524)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	3	(24.926)	(17.131)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4	(4.825)	(27)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	1, 2, 3	(836)	2.027
Incaso conguaglio da acquisizione ERG Hydro S.r.l.		-	10.510
Disinvestimenti di attività immateriali e avviamento	1, 2	-	2
Disinvestimenti di immobili, impianti e macchinari e relative plus/minusvalenze	3	-	1.011
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	-	4.850
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):</b>		<b>(31.930)</b>	<b>(282)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):</b>			
Nuovi finanziamenti non correnti	17	145.000	325.000
Rimborsi di finanziamenti non correnti	17, 21	(255.182)	(530.156)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	21	37.839	-
Variazione netta delle altre attività/passività finanziarie correnti	11, 21	46.591	18.428
Aumenti/rimborsi di capitale sociale		-	-
Dividendi corrisposti a terzi		(74.408)	(142.800)
Altre variazioni di patrimonio netto		13.478	(15.975)
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):</b>		<b>(86.682)</b>	<b>(345.503)</b>
<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO (D)</b>		<b>(11.930)</b>	<b>(149.007)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO (A+B+C+D)</b>		<b>56.781</b>	<b>(410.338)</b>
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO</b>	12	<b>360.226</b>	<b>770.564</b>
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		56.781	(410.338)
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO</b>		<b>417.007</b>	<b>360.226</b>
<b>INFORMAZIONI AGGIUNTIVE DEL RENDICONTO FINANZIARIO</b>		<b>1° semestre 2017</b>	<b>1° semestre 2016</b>
Pagamento imposte sul reddito		15.220	8.690
Interessi passivi pagati		14.668	23.640

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio netto di Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Patrimonio netto Totale
<b>SALDO AL 31.12.2015</b>	<b>15.032</b>	<b>1.590.302</b>	<b>20.626</b>	<b>1.625.959</b>	<b>50.338</b>	<b>1.676.297</b>
<b>Destinazione del risultato 2015</b>	-	20.626	(20.626)	-	-	-
<b>Distribuzione dividendi</b>	-	(142.800)	-	(142.800)	-	(142.800)
<b>Altre variazioni</b>	-	23	-	23	2	25
Risultato 1° semestre 2016	-	-	72.503	72.503	3.044	75.547
Variazione attuariale fondo TFR	-	(86)	-	(86)	-	(86)
Variazione riserva di traduzione	-	(3.914)	-	(3.914)	(385)	(4.299)
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	(10.983)	-	(10.983)	(632)	(11.615)
<b>Risultato netto complessivo</b>	<b>-</b>	<b>(14.983)</b>	<b>72.503</b>	<b>57.520</b>	<b>2.027</b>	<b>59.549</b>
<b>SALDO AL 30.06.2016</b>	<b>15.032</b>	<b>1.453.167</b>	<b>72.503</b>	<b>1.540.701</b>	<b>52.366</b>	<b>1.593.067</b>
<b>SALDO AL 31.12.2016</b>	<b>15.032</b>	<b>1.538.846</b>	<b>175.222</b>	<b>1.729.099</b>	<b>-</b>	<b>1.729.099</b>
<b>Destinazione del risultato 2016</b>	-	175.222	(175.222)	-	-	-
<b>Distribuzione dividendi</b>	-	(74.408)	-	(74.408)	-	(74.408)
<b>Altre variazioni</b>	-	1.166	-	1.166	-	1.166
Risultato 1° semestre 2017	-	-	84.417	84.417	-	84.417
Variazione attuariale fondo TFR	-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	13.064	-	13.064	-	13.064
Variazioni della riserva traduzione	-	(751)	-	(751)	-	(751)
<b>Risultato netto complessivo</b>	<b>-</b>	<b>12.313</b>	<b>84.417</b>	<b>96.730</b>	<b>-</b>	<b>96.730</b>
<b>SALDO AL 30.06.2017</b>	<b>15.032</b>	<b>1.653.138</b>	<b>84.417</b>	<b>1.752.586</b>	<b>-</b>	<b>1.752.586</b>

## 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

Il Gruppo ERG ha portato a termine nel 2015 un fondamentale processo di trasformazione, da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, differenziato tra fonti non programmabili (eolica) e fonti programmabili (termoelettrica e idroelettrica), nonché in termini di presenza geografica, con una crescente presenza nel mercato eolico estero, in particolare in Francia e Germania. Oggi nel mercato eolico ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano all'estero. Inoltre è tra i primi operatori attivi nella produzione di energia elettrica da fonte idrica in Italia ed è attivo anche nella produzione termica ad alta efficienza e basso impatto ambientale nel settore termoelettrico con un impianto CCGT altamente modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso le attività di Energy Management.

### CRITERI DI REDAZIONE

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2017, 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 2016.

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 2017 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.

## CRITERI DI VALUTAZIONE E PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2016, in considerazione anche di quanto di seguito indicato.

### Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni IFRS applicati dal 1° gennaio 2017

Non essendo prevista l'entrata in vigore a partire dal 1° gennaio 2017 di nuovi principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS, il Gruppo ha redatto il presente documento utilizzando i medesimi principi contabili adottati per il Bilancio Consolidato chiuso al 31 dicembre 2016.

### Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo al 30 giugno 2017

In data 28 maggio 2014, integrato con ulteriori chiarimenti pubblicati in data 12 aprile 2016, è stato pubblicato il principio **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** che è destinato a sostituire i principi IAS 18 – Revenue e IAS 11 – Construction Contracts, nonché le interpretazioni IFRIC 13 – Customer Loyalty Programmes, IFRIC 15 – Agreements for the Construction of Real Estate, IFRIC 18 – Transfers of Assets from Customers e SIC 31 – Revenues-Barter Transactions Involving Advertising Services. Il principio stabilisce un nuovo modello di riconoscimento dei ricavi, che si applicherà a tutti i contratti stipulati con i clienti ad eccezione di quelli che rientrano nell'ambito di applicazione di altri principi IAS/IFRS come i leasing, i contratti d'assicurazione e gli strumenti finanziari. I passaggi fondamentali per la contabilizzazione dei ricavi secondo il nuovo modello sono:

- l'identificazione del contratto con il cliente;
- l'identificazione delle performance obligations del contratto;
- la determinazione del prezzo;
- l'allocazione del prezzo alle performance obligations del contratto;
- i criteri di iscrizione del ricavo quando l'entità soddisfa ciascuna performance obligation.

Il principio si applica a partire dal 1° gennaio 2018 ma è consentita un'applicazione anticipata.

Le modifiche all'IFRS 15, Clarifications to IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers, pubblicate dallo IASB in data 12 aprile 2016, non sono invece ancora state omologate dall'Unione Europea.

### Impatti sul Gruppo

Le vendite di energia del Gruppo sono prevalentemente relative a energia venduta wholesale che include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC).

Da un'analisi qualitativa tale principio non dovrebbe comportare significativi impatti per le vendite «core» sopra menzionate non essendo caratterizzate da vendite di pacchetti (energia/beni/servizi) o caratterizzate da condizioni di variabilità dei prezzi all'andamento dei volumi venduti che possano comportare una diversa allocazione temporale dei ricavi.

Il nuovo modello di riconoscimento dei ricavi previsto dall'IFRS 15 infatti può generare effetti in caso di offerte «bundle» prevedendo l'allocazione del Transaction Price (corrispettivo complessivo al quale l'entità avrà diritto in cambio del trasferimento di beni e/o servizi al cliente a ciascuna Performance Obligation (ciascun bene o servizio distinto che l'entità ha promesso di trasferire al cliente) sulla base del relativo prezzo di vendita a sé stante (stand alone selling price).

Sono in fase di analisi le vendite non «core» al fine di determinare eventuali impatti.

In data 24 luglio 2014 è stata pubblicata la versione finale dell'IFRS 9 – Financial Instruments. Il documento accoglie i risultati del progetto dello IASB volto alla sostituzione dello IAS 39:

- introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie;
- con riferimento al modello di impairment, il nuovo principio richiede che la stima delle perdite su crediti venga effettuata sulla base del modello delle expected losses (e non sul modello delle incurred losses utilizzato dallo IAS 39) utilizzando informazioni supportabili, disponibili senza oneri o sforzi irragionevoli che includano dati storici, attuali e prospettici;
- introduce un nuovo modello di hedge accounting (incremento delle tipologie di transazioni eleggibili per l'hedge accounting, cambiamento della modalità di contabilizzazione dei contratti forward e delle opzioni quando inclusi in una relazione di hedge accounting, modifiche al test di efficacia).

Il nuovo principio deve essere applicato dai bilanci che iniziano il 1° gennaio 2018 o successivamente.

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

Alla data della presente Relazione finanziaria semestrale 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 16** – Leases.
- **Amendments to IAS 12** – Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealised Losses.
- **Amendments to IAS 7** – Disclosure Initiative.
- Documento “Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts”.
- Documento “Annual Improvements to IFRSs: 2014-2016 Cycle”.
- Interpretazione IFRIC 22 “Foreign Currency Transactions and Advance Consideration”.
- Amendments to IFRS 10 e IAS 28 “Sales or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture”.

Con riferimento all'IFRS 16, i principali impatti sul Bilancio Consolidato di Gruppo sono così riassumibili:

- Situazione Patrimoniale - finanziaria: maggiori attività non correnti per l'iscrizione del "diritto d'uso dell'attività presa in locazione" in contropartita a una «financial liability»;
- Conto Economico separato: diversa natura, qualificazione e classificazione delle spese (ammortamento del "diritto d'uso dell'attività" e "oneri finanziari per interessi" rispetto ai «corrispettivi per godimento beni di terzi», con conseguente possibile impatto sulla redditività operativa;
- inoltre, la combinazione tra l'ammortamento del "diritto d'uso dell'attività" e il metodo del tasso di interesse effettivo applicato ai debiti comportano una differente allocazione temporale dei costi.

### 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 indicato nel capitolo successivo);
- la stima del valore di presunto realizzo dei Titoli di Efficienza Energetica ("certificati bianchi") maturati in riferimento alla produzioni del primo semestre 2017;
- 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 d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo dei consolidati fiscali.

Si segnala inoltre un rischio di incertezza relativa ai "certificati verdi" in Romania con particolare riferimento al valore di effettivo incasso di quelli maturati sulle produzioni fino al 2017 e che saranno assegnati nel periodo di tempo compreso tra il 2018 e il 2020.

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 PER LE UNITÀ DI PRODUZIONE IN SICILIA – AGGIORNAMENTO SUL COMPLETAMENTO DELL'INTERVENTO “SORGENTE – RIZZICONI”

In data 25 maggio 2016 Terna ha comunicato l'entrata in esercizio dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016 del collegamento Sorgente - Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla Delibera 521/2014.

Tale comunicazione ha sancito la fine del regime di essenzialità previsto dal Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 21/14.

L'AEEGSI ha poi confermato tale circostanza con Delibera 274/2016/R/eel, pubblicata lo scorso 27/05/2016.

In data 13 dicembre 2016 l'Autorità ha emesso la Delibera 741/2016/R/eel con cui è stato quantificato il secondo acconto per il corrispettivo di reintegrazione dei costi in relazione agli impianti essenziali soggetti al regime 91/14, per l'anno 2015, dando mandato a Terna per la liquidazione degli importi.

L'AEEGSI ha poi notificato la Deliberazione 15 dicembre 2016 n. 761/2016/R/eel, con cui viene confermato e quantificato anche l'acconto relativo all'anno di esercizio 2016.

In data 30 dicembre 2016 sono stati incassati circa 28 milioni, come ulteriore acconto del 2015, e circa 18 milioni come acconto del 2016, mentre rimangono ancora da incassare circa 26 milioni.

ERG Power Generation S.p.A. invierà nel mese di agosto 2017 la relazione di richiesta del conguaglio relativo al 2016 (periodo dal 1° gennaio 2016 al 27 maggio 2016) all'Autorità ed a Terna.

## 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, per tale valutazione si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati ed alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno.

In riferimento agli asset del Gruppo, fatta esclusione per quanto riportato nel paragrafo successivo, non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere l'esecuzione di un impairment test al 30 giugno 2017 sul valore degli avviamenti e delle immobilizzazioni immateriali e materiali allocate alle Cash Generating Unit identificate e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2016.

### Parchi eolici in Polonia

Per una descrizione dettagliata dello scenario tariffario in Polonia e delle relative incertezze normative si rimanda a quanto commentato nel relativo capitolo della Relazione Intermedia sulla Gestione. A tal proposito si deve precisare che tali incertezze hanno contribuito nel primo semestre 2017 ad una ulteriore discesa nel prezzo dei “certificati d'ori-



gine" scambiati sul mercato, impattando negativamente la redditività degli impianti esistenti.

In considerazione delle condizioni di mercato sopra descritte e dell'andamento dei risultati del primo semestre dei parchi eolici in Polonia, gli Amministratori non possono escludere che tali risultati possano trovare conferma anche in visione prospettica. Pertanto, gli Amministratori continueranno a monitorare nel secondo semestre i possibili impatti conseguenti al perdurare delle incertezze e degli elementi di criticità che caratterizzano il quadro macro-economico di riferimento ed in particolare valuteranno se il perdurare di tali elementi potrà rappresentare un indicatore di perdita di valore tale da richiedere un adeguamento del valore contabile delle attività iscritte in bilancio.

## PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

### 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 semestrale abbreviato 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 **con il metodo integrale:**

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
<b>ERG S.p.A.</b>					
ERG Power Generation S.p.A.	Genova	100%	100%	6.000	1.061.828
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>					
ERG Hydro S.r.l.	Genova	100%	100%	50.000	744.982
ERG Power S.r.l.	Genova	100%	100%	5.000	143.535
Blachy Pruszyński-Energy SP. Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	3.000	699
Brockaghboy Windfarm Ltd. (3)	Belfast (UK)	100%	100%	2	887
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	152.000	123.913
CSO Energy GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	210	228
CSO Energy S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.415	239
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova	100%	100%	10	23.626
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	10	1.113
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Genova	100%	100%	38	3.207
ERG Eolica Calabria S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	10	143
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova	100%	100%	120	37.734
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova	100%	100%	10	6.737
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	50	18.580
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova	100%	100%	10	(2.450)
ERG Eolica S. Cireo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	20.599
ERG Eolica S. Vincenzo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	20.168
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale	100%	100%	10	13
ERG Eolienne France S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	21.625	26.435
ERG Wind 105 GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(437)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova	100%	100%	50	30.167
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	1.908
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.410	(650)
ERG Wind Investments Ltd.	Gibilterra	100%	100%	112.993	108.025
ERG Wind Neunte GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	25	56
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	25	20
ERG Wind RE Beteiligungs GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	25	20
EW Ornet 2 Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	32.675	29.612
Green Vicari S.r.l.	Camporeale	100%	100%	119	15.836
Hydro Inwestycje SP. Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	5	(784)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Brockaghboy Windfarmi Ltd. espressi in migliaia di sterline, Blachy Pruszyński SP. Z.O.O., EW Ornet 2 SP. Z.O.O., Hydro Inwestycje SP. Z.O.O. espressi in migliaia di Zloty e Corni Eolian S.A espressi in migliaia di RON

(3) in virtù della non operatività del parco, in corso di costruzione alla data di redazione del presente documento, il bilancio civilistico 2016 non è stato assoggettato ad audit

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
<b>ERG Eolienne France S.a.s.</b>					
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(3.824)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	(774)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	(384)
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.060	(94)
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	861	2.276
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	(1.439)
<b>ERG Wind 105 GmbH</b>					
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(714)
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(693)
<b>ERG Wind Bulgaria S.p.A.</b>					
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	4.379	5.791
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.179	3.774
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.023	4.626
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.051	4.620
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	4.113	5.837
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	4.113	5.668
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.520	2.333
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.034	4.121
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.057	4.527
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.955	5.386
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.059	4.204
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.023	4.169
Wind Park Kavana East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	505	3.547
Wind Park Kavana West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	175	3.650
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.157	3.070
<b>ERG Wind France 1 S.a.s.</b>					
ERG Wind France 2 S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	(28)
Cepe Pays de Montbeliard S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	365	(3.230)
Cepe de Murat S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	444	4.689
Cepe de Saint Florentin S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	251	(4.230)
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	2.492
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	4.093
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	80	2.297
<b>ERG Wind French Holdings S.a.s.</b>					
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(941)
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(748)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(705)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.164	1.244
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.089)
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(1.820)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(620)
SAS Société d'Exploration du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	505	125
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(979)
Société d'Exploration du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(256)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale <sup>(1) (2)</sup>	Patrimonio netto <sup>(1) (2)</sup>
<b>ERG Wind Investments Ltd.</b>					
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova	100%	100%	212	884.044
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	134	2.812
ERG Wind MEI 2-14-2 Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	134	(199.970)
<b>ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.</b>					
ERG Wind 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	6.633	46.816
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	76.747
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	315
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova	100%	100%	77	46.122
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	32.054
<b>ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.</b>					
ERG Wind MEG 1 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	33.168	21.474
ERG Wind MEG 2 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	28.010	18.446
ERG Wind MEG 3 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	33.585	23.590
ERG Wind MEG 4 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	29.721	20.486
<b>ERG Wind Sardegna S.r.l.</b>					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	38.081
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	11.517
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	17.715
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	24.817
<b>ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.</b>					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	47.039
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	29.810
<b>ERG Wind Park Beteiligungs GmbH</b>					
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(407)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	-
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	1.233
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	2.344
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(3.753)
WP Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	7.500	(3.142)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(1.870)
ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(663)
ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(1.573)
ERG Wind WB GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	(1.209)
ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(1.479)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	1.077

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

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

Elenco delle partecipazioni valutate **con il metodo del patrimonio netto**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30.06.2017
<b>ERG S.p.A.</b>						
TotalErg S.p.A. (3)	Roma	51,0%	51,0%	47.665	270.784	142.916
<b>Società in joint venture</b>						<b>142.916</b>
<b>ERG Power S.r.l.</b>						
Priolo Servizi S.c.p.A. (4)	Melilli	24,4%	24,4%	28.100	54.113	13.147
<b>Società collegate</b>						<b>13.147</b>

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) in Joint Venture con Total Raffinage Marketing. La partecipazione in TotalErg è classificata, in base a quanto previsto dall'IFRS 5, tra le attività destinate ad essere cedute

(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 società valutate **con il metodo del costo**<sup>4</sup>:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30.06.2017
<b>ERG S.p.A.</b>						
ERG Petroleos S.A. (3)	Madrid (SP)	100%	100%	3.050	(5.708)	-
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>						
Eolico Troina S.r.l. in liquid.	Palermo	99%	99%	20	250	25
Evishagaran Wind Farm Ltd.	Belfast (UK)	100%	100%	-	-	3.768
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova	100%	100%	100	(217)	123
Longburn Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	318
Sandy Knove Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	409
Creggan Wind Farm Limited	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	1.007
WP France 6	Puteaux (Francia)	100%	100%	6	(4)	2.992
<b>Società controllate</b>						<b>8.642</b>
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>						
Rigghill Wind Farm Limited	Seebeck House (UK)	50%	50%	-	-	242
<b>Società in joint ventures</b>						<b>242</b>
<b>ERG S.p.A.</b>						
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza	0,04%	0,06%	276	1029	-
Emittenti titoli S.p.A.	Milano	0,51%	0,51%	4.264	11.888	26
Meroil S.A.	Barcellona (SP)	0,87%	0,87%	19.077	62.442	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>9.375</b>

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) società in liquidazione. Si precisa che a fronte del patrimonio netto negativo di ERG Petroleos è stanziato un fondo rischi su partecipazioni per circa 5,7 milioni.

(4) società valutate al costo in quanto non operative

Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su **partecipazioni** del Gruppo:

- In data 8 marzo 2017 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH il 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania. I parchi, con una capacità installata di 48,4 MW hanno una produzione annua media attesa di circa 84 GWh, pari a circa 66.000 tonnellate di emissione di CO<sub>2</sub> evitata, sono entrati in esercizio nel 2007 ed hanno una scadenza media degli incentivi al 2027. Il prezzo pagato a titolo di equity value è di 14,4 milioni di Euro cui corrisponde un enterprise value di circa 40 milioni di Euro, l'EBITDA annuo medio atteso è di circa 5 milioni di Euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data **2 maggio 2017**. L'operazione, coerentemente con la strategia di crescita e di diversificazione all'estero, consente ad ERG di consolidare la propria posizione nel mercato eolico on shore tedesco, con una potenza installata di 216 MW.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Variazione Area di consolidamento**.

- In data **22 giugno 2017** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da Abo Wind UK Ltd. il 100% del capitale della società di diritto UK Evishagaran Wind Farm Ltd. titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord la cui entrata in funzione è prevista a luglio 2020. Non essendo società operativa la partecipazione è rilevata con il metodo del costo.

Si segnalano altresì le seguenti operazioni **under common control**:

- In data 9 novembre 2016 è stato depositato e iscritto presso il Registro delle Imprese di Genova il Progetto di fusione per incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A., successivamente approvato dalle rispettive Assemblee dei Soci in data 18 novembre 2016. L'atto di fusione è stato stipulato in data 21 dicembre 2016 e gli effetti della fusione decorrono dal **1° gennaio 2017**.
- In data 10 novembre 2016 è stato depositato e iscritto presso il Registro delle Imprese di Genova il Progetto di fusione per incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A., successivamente approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 14 dicembre 2016. L'atto di fusione è stato stipulato in data 21 dicembre 2016 e gli effetti della fusione decorrono dal **1° gennaio 2017**.
- Nel corso del mese di **giugno 2017** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha effettuato un aumento di capitale nella società controllata di diritto UK Brockaghboy Windfarm Ltd. di valore pari a 17 milioni di Sterline.
- Nel corso del mese di **giugno 2017** sono stati sottoscritti gli aumenti di capitale delle società controllate Blachy Pruszyński-Energia SP. Z.O.O. ("Blachy") e Hydro Inwestycje SP. Z.O.O. ("Hydro") mediante conferimento in denaro da parte della controllante ERG Power Generation S.p.A. per rispettivi 50 milioni di Zloty e 40 milioni di Zloty. A fronte di tali aumenti di capitale sono stati parzialmente rimborsati i finanziamenti infragruppo in essere tra le due società ed ERG Power Generation S.p.A.

Tale operazione rappresenta il primo passaggio di una più ampia riorganizzazione societaria e finanziaria delle società in Polonia volta a rinegoziare il project financing con le Banche Finanziatrici di EW Orneta 2 SP. Z.O.O. consen-

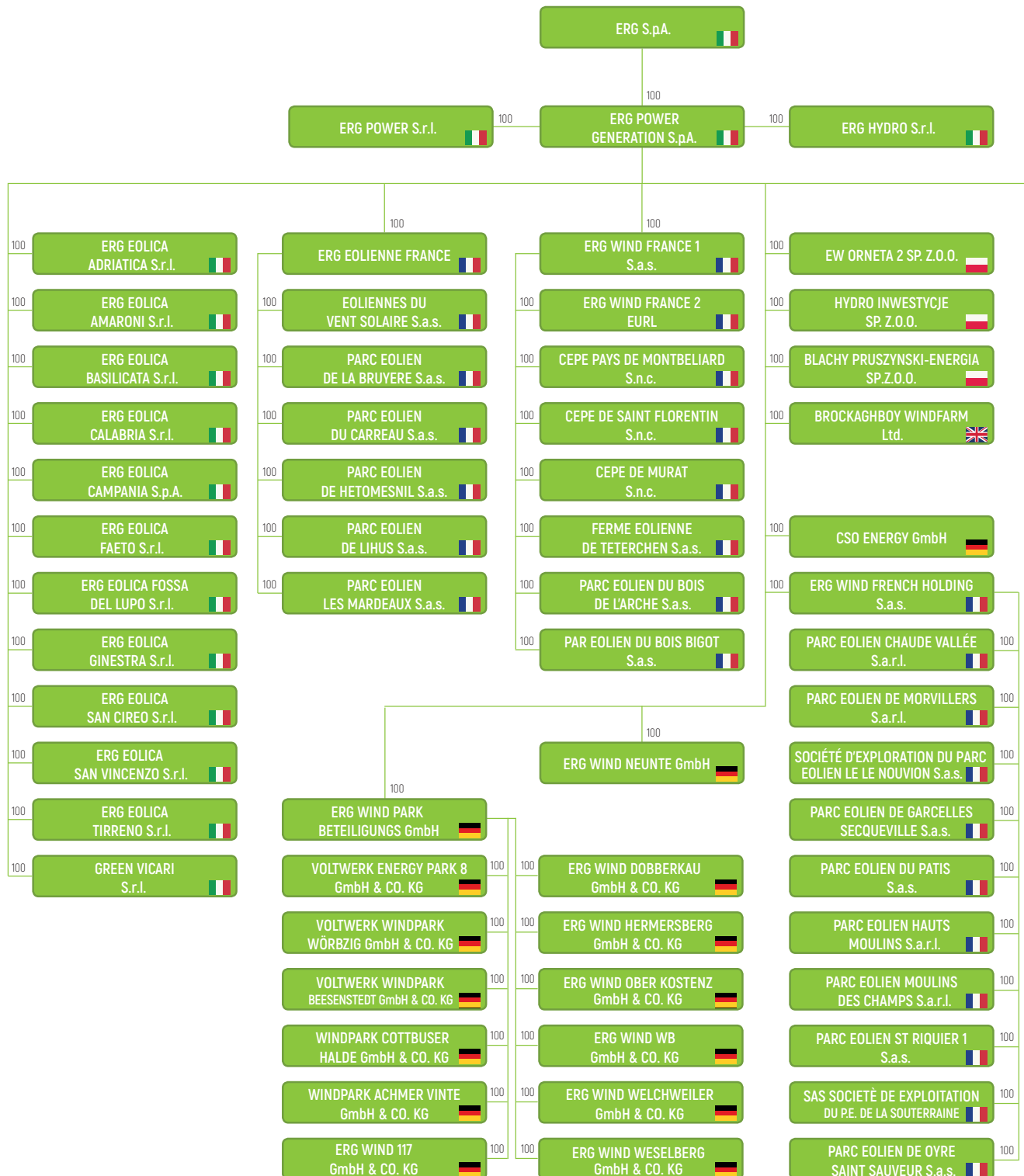
tendo di beneficiare dei flussi finanziari derivanti dalle società Blachy ed Hydro ai fini della sostenibilità del debito.

Successivamente alla chiusura del semestre:

- In data **3 luglio 2017** ERG Power Generation S.p.A. ha sottoscritto un aumento di capitale in Orneta, mediante il conferimento delle quote di partecipazione detenute da ERG Power Generation S.p.A. in Blachy e Hydro, per un valore complessivo di 132 milioni di Zloty (corrispondente al valore di mercato delle predette quote).
- In data **5 luglio 2017**, è stato concesso da ERG Power Generation S.p.A. ad Orneta un nuovo prestito di importo fino a 35 milioni di Euro, secondo condizioni in linea con i finanziamenti intercompany in essere nell'ambito del Gruppo ERG, che Orneta ha utilizzato per erogare a Blachy ed Hydro due finanziamenti, secondo condizioni in linea con i finanziamenti intercompany del Gruppo ERG, per complessivi 148 milioni di Zloty equivalenti all'importo del debito in Euro che Blachy ed Hydro hanno in essere con ERG Power Generation S.p.A ed utilizzati per estinguere tali debito. Alla data del **7 luglio 2017** Blachy e Hydro hanno cessato di avere rapporti di credito con la società ERG Power Generation S.p.A.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli e garanzie sulle partecipazioni detenute dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 24 – Covenants e negative pledge** del presente documento e alla **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2016.

# AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2017







## VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

### Acquisizione partecipazioni in Germania – business combination “DIF”

In data 8 marzo 2017 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH il 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania. I parchi, con una capacità installata di 48,4 MW hanno una produzione annua media attesa di circa 84 GWh, pari a circa 66.000 t di emissione di CO<sub>2</sub> evitata, sono entrati in esercizio nel 2007 ed hanno una scadenza media degli incentivi al 2027. Il prezzo pagato a titolo di equity value è di 14,4 milioni di Euro cui corrisponde un enterprise value di circa 40 milioni di Euro, l'EBITDA annuo medio atteso è di circa 5 milioni di Euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data **2 maggio 2017**. L'operazione, coerentemente con la strategia di crescita e di diversificazione all'estero, consente ad ERG di consolidare la propria posizione nel mercato eolico on-shore tedesco, con una potenza installata di 216 MW.

La presente Relazione finanziaria semestrale riflette gli impatti del consolidamento delle nuove società tedesche a partire dal 1° gennaio 2017, considerando non significativi gli effetti sul Conto Economico del periodo temporale tra la data di closing e la data di effettivo consolidamento contabile.

### Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 14,6 milioni di Euro di cui 14,4 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 0,2 milioni per il riconoscimento di interessi al seller. I costi accessori sostenuti per perfezionare l'operazione, pari a 0,4 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e sono contabilizzati nel Conto Economico dell'esercizio corrente tra i costi per servizi e altri costi.

### Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione e ed allocazione del prezzo di acquisto

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta.

(Migliaia di Euro)	Società tedesche "DIF"	Rettifica alla situazione di acquisizione	Società tedesche "DIF" Rettificato
Attività immateriali	–	12.661	12.661
Avviamento	–	–	–
Immobili, impianti e macchinari	37.438	–	37.438
Partecipazioni	–	–	–
Altre attività finanziarie	–	–	–
Attività per imposte anticipate	–	–	–
Altre attività non correnti	–	–	–
<b>Attività non correnti</b>	<b>37.438</b>	<b>12.661</b>	<b>50.099</b>
Rimanenze	–	–	–
Crediti commerciali	699	–	699
Altri crediti e attività correnti	595	–	595
Attività finanziarie correnti *	–	–	–
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti *	2.652	(14.582)	(11.930)
<b>Attività correnti</b>	<b>3.945</b>	<b>(14.582)</b>	<b>(10.637)</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>41.383</b>	<b>(1.921)</b>	<b>39.462</b>
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>6.341</b>	<b>(6.341)</b>	<b>–</b>
Trattamento fine rapporto	–	–	–
Passività per imposte differite	5.122	4.420	9.542
Fondi per rischi ed oneri non correnti	1.436	–	1.436
Passività finanziarie non correnti *	27.557	–	27.557
Altre passività non correnti	–	–	–
<b>Passività non correnti</b>	<b>34.115</b>	<b>4.420</b>	<b>38.535</b>
Fondi per rischi ed oneri correnti	211	–	211
Debiti commerciali	716	–	716
Passività finanziarie correnti *	–	–	–
Altre passività correnti	–	–	–
<b>Passività correnti</b>	<b>927</b>	<b>–</b>	<b>927</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>41.383</b>	<b>(1.921)</b>	<b>39.462</b>
<b>* Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(24.905)</b>	<b>(14.582)</b>	<b>(39.487)</b>

Si commentano qui di seguito i valori esposti.

Nella colonna **Società tedesche "DIF"** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile statutory alla data di primo consolidamento (1° gennaio 2017) delle società target:

- immobili, impianti e macchinari: principalmente turbine, pale, trasformatori;
- crediti commerciali: relativi alla vendita di energia elettrica;
- altri crediti e attività correnti: quote di oneri differiti;
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti: liquidità giacente su conto corrente;
- passività per imposte differite legate a maggiori ammortamenti effettuati ai fini fiscali;
- passività finanziarie non correnti: debiti verso banche per project financing;



- fondi per rischi ed oneri legati agli oneri di smantellamento;
- debiti commerciali: debiti verso il seller e fornitori terzi.

Nella colonna **Rettifica alla situazione di acquisizione:**

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni ed è determinato mediante metodologie di valutazione basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari operativi che si attendono nell'arco di tempo di durata delle concessioni;
- passività per imposte differite riferite alle allocazioni di cui sopra.

### Contributo società tedesche nel primo semestre 2017

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2017) e la data di riferimento della presente Relazione Finanziaria semestrale le società acquisite hanno contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi pari a 3 milioni ed un risultato operativo in sostanziale pareggio.

## SOCIETÀ IN JOINT VENTURE

### 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 Intermedia 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.

Si precisa che a partire dalla presente Relazione Finanziaria semestrale la partecipazione è esposta nelle "Attività destinate ad essere cedute", secondo quanto previsto dall'IFRS 5, in considerazione dell'avanzato processo di vendita della partecipazione in TotalErg S.p.A.

### 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 S.p.A. (4,38%).

## IFRS 12

Il principio 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 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 28 – Partecipazioni società collegate e joint venture.

Le società designate come collegate congiunto nel paragrafo **Elenco società del Gruppo** sono imprese sulle cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto così come definito dallo IAS 28 – Partecipazioni società collegate e joint venture.

### 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 24 – Covenants e negative pledge**.

Le conseguenze delle variazioni di quote partecipative in società controllate avvenute nel corso dell'esercizio 2017 sono espresse nel paragrafo **Variazione Area di consolidamento**.

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 24 – Covenants e negative pledge**.

### 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 Ventures**.

Si precisa che a fronte di una quota partecipativa del 51% del Gruppo in TotalErg S.p.A. questa è considerata joint venture 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

(Migliaia di Euro)	TOTALERG		PRIOLO SERVIZI	
	30.06.2017	31.12.2016	30.06.2017	31.12.2016
Immobili, impianti e macchinari	473.060	481.709	76.775	79.838
Attività Immateriali e Avviamento	32.347	37.244	13	64
Partecipazioni e Altre attività finanziarie non correnti	68.226	67.603	38	36
<b>CAPITALE IMMOBILIZZATO</b>	<b>573.633</b>	<b>586.556</b>	<b>76.826</b>	<b>79.939</b>
Rimanenze	305.628	304.248	1.478	1.454
Crediti commerciali	563.572	549.871	6.365	7.179
Debiti commerciali	532.170	648.346	10.144	13.917
Debiti verso Erario per accise	215.827	122.348	-	-
<b>CAPITALE CIRCOLANTE OPERATIVO NETTO</b>	<b>121.203</b>	<b>83.425</b>	<b>2.302</b>	<b>5.283</b>
Trattamento di fine rapporto	7.386	7.990	468	571
Altre attività	152.112	141.193	1.647	3.198
Altre passività	346.722	271.460	2.913	3.473
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>492.840</b>	<b>531.724</b>	<b>72.790</b>	<b>73.810</b>
Patrimonio Netto di Gruppo	270.784	287.404	53.860	53.872
Indebitamento finanziario	62.810	244.320	18.930	19.938
<b>MEZZI PROPRI E DEBITI FINANZIARI</b>	<b>492.840</b>	<b>531.724</b>	<b>72.790</b>	<b>73.810</b>
	<b>1° sem. 2017</b>	<b>1° sem. 2016</b>	<b>1° sem. 2017</b>	<b>1° sem. 2016</b>
Ricavi della gestione caratteristica	2.240.424	1.808.254	23.864	25.985
Altri ricavi e proventi	17.624	16.728	1.442	1.507
Costi per acquisti	(1.934.406)	(1.553.148)	(552)	(676)
Variazione delle rimanenze	1.130	37.633	-	(49)
Costi per servizi e altri costi operativi	(207.613)	(201.853)	(15.348)	(16.871)
Costi del lavoro	(37.554)	(38.481)	(4.435)	(4.752)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>79.605</b>	<b>69.133</b>	<b>4.972</b>	<b>5.144</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(39.546)	(35.313)	(3.908)	(3.989)
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>	<b>40.059</b>	<b>33.820</b>	<b>1.064</b>	<b>1.155</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(3.527)	(10.070)	(304)	(358)
Proventi (oneri) da partecipazioni	674	761	-	-
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>37.206</b>	<b>24.511</b>	<b>760</b>	<b>797</b>
Imposte sul reddito	(13.213)	(8.075)	(467)	(465)
<b>RISULTATO NETTO</b>	<b>23.992</b>	<b>16.436</b>	<b>293</b>	<b>332</b>

#### RICONCILIAZIONE CON IL VALORE CONTABILE DELLA PARTECIPAZIONE

(Migliaia di Euro)	TOTALERG		PRIOLO SERVIZI	
	30.06.2017	31.12.2016	30.06.2017	31.12.2016
Quota di pertinenza del Gruppo ERG	51%	51%	24%	24%
Quota di patrimonio netto di pertinenza del Gruppo	138.100	146.576	13.147	13.150
Purchase Price Allocation / altre rettifiche	4.816	5.100	-	-
<b>Valore contabile della partecipazione</b>	<b>142.916</b>	<b>151.676</b>	<b>13.147</b>	<b>13.150</b>

## ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

### NOTA 1 - ATTIVITÀ IMMATERIALI

	Concessioni	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
<b>Costo storico</b>	<b>817.467</b>	<b>52.600</b>	<b>964</b>	<b>871.030</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(149.172)	(45.245)	–	(194.417)
<b>SALDO AL 31.12.2016</b>	<b>668.295</b>	<b>7.355</b>	<b>964</b>	<b>676.613</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>				
Variazione area di consolidamento	12.661	–	–	<b>12.661</b>
Investimenti	–	1.198	145	<b>1.343</b>
Capitalizzazioni e riclassifiche	(1.161)	1	(340)	<b>(1.500)</b>
Alienazioni e dismissioni	–	–	–	–
Ammortamenti	(22.741)	(1.725)	–	<b>(24.466)</b>
Svalutazioni	–	–	–	–
Altre variazioni	(24)	(9)	(10)	<b>(43)</b>
<b>Costo storico</b>	<b>828.295</b>	<b>54.201</b>	<b>759</b>	<b>883.255</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(171.265)	(47.383)	–	<b>(218.648)</b>
<b>SALDO AL 30.06.2017</b>	<b>657.030</b>	<b>6.818</b>	<b>759</b>	<b>664.607</b>

Le concessioni comprendono principalmente le autorizzazioni per i parchi eolici, ammortizzate in base alla loro durata residua.

Le altre attività immateriali sono costituite da licenze software e costi di impianto e di ampliamento.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce all'acquisizione delle società tedesche da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH per un importo pari a 12.661 migliaia di Euro.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Area di consolidamento**.

Gli **investimenti** si riferiscono principalmente a licenze e software. Per un'analisi più dettagliata delle acquisizioni si rimanda a quanto riportato al capitolo **Investimenti** nella **Relazione Intermedia sulla Gestione**.

## NOTA 2 - AVVIAMENTO

La voce Avviamento pari a 125.932 migliaia di Euro (125.932 al 31 dicembre 2016) 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'allocazione del prezzo di acquisto prevista dall'IFRS 3.

L'avviamento acquisito attraverso aggregazioni aziendali è stato allocato alle distinte unità generatrici di flussi di cassa riconducibili al settore Eolico. 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 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>234.235</b>	<b>3.962.608</b>	<b>24.089</b>	<b>60.795</b>	<b>4.281.727</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(108.092)	(1.796.879)	(16.418)	-	<b>(1.921.389)</b>
<b>SALDO AL 31.12.2016</b>	<b>126.143</b>	<b>2.165.729</b>	<b>7.671</b>	<b>60.795</b>	<b>2.360.338</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>					
Variazione area di consolidamento	-	37.438	-	-	<b>37.438</b>
Investimenti	1.225	746	94	22.861	<b>24.926</b>
Capitalizzazioni e riclassifiche	2.630	447	147	(1.724)	<b>1.500</b>
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	<b>-</b>
Ammortamenti	(5.076)	(95.412)	(654)	-	<b>(101.142)</b>
Svalutazioni	-	-	-	-	<b>-</b>
Altre variazioni	-	26	-	810	<b>836</b>
<b>Costo storico</b>	<b>237.349</b>	<b>4.033.927</b>	<b>24.351</b>	<b>82.741</b>	<b>4.378.368</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(112.426)	(1.924.953)	(17.093)	-	<b>(2.054.472)</b>
<b>SALDO AL 30.06.2017</b>	<b>124.923</b>	<b>2.108.973</b>	<b>7.258</b>	<b>82.741</b>	<b>2.323.896</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 all'acquisizione delle società tedesche da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH per un importo pari a 37.438 migliaia. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Area di consolidamento**. Gli **investimenti** si riferiscono principalmente alle opere di sviluppo del parco eolico in costruzione in Irlanda del Nord. Per un'analisi più dettagliata delle acquisizioni si rimanda a quanto riportato al capitolo Investimenti nella **Relazione Intermedia sulla Gestione**. Le "**Altre variazioni**" accolgono principalmente gli interessi capitalizzati per 809 migliaia relativi alla costruzione del parco Brockaghboy in Irlanda del Nord.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella **Nota 24 – Covenants e negative pledge**.



## NOTA 4 - PARTECIPAZIONI

	Partecipazioni				
	Imprese controllate non consolidate integralmente	Imprese controllate a controllo congiunto	Imprese collegate	Altre imprese	Totale
<b>SALDO AL 31.12.2016</b>	<b>4.703</b>	<b>151.880</b>	<b>13.157</b>	<b>491</b>	<b>170.225</b>
<b>Movimenti del periodo:</b>					
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	3.939	38	-	-	<b>3.977</b>
Riclassifiche	-	-	-	-	-
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	-	(3)	-	<b>(3)</b>
Riclassifica IFRS 5	-	(151.676)	-	-	<b>(151.676)</b>
<b>SALDO AL 30.06.2017</b>	<b>8.642</b>	<b>242</b>	<b>13.154</b>	<b>491</b>	<b>22.525</b>

Le **acquisizioni** si riferiscono per 3.768 migliaia alla società inglese commentata nel paragrafo **Area di consolidamento** e per i residui 170 migliaia ad oneri capitalizzati. La variazione negativa non significativa di 3 migliaia di Euro generata dalla **valutazione con il metodo del patrimonio netto** è dovuta al risultato del periodo della partecipata Priolo Servizi. La riclassifica IFRS 5 si riferisce alla partecipazione in TotalErg S.p.A.

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2017 è il seguente:

	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
<b>Partecipazioni</b>			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	8.642	<b>8.642</b>
- in joint venture	-	242	<b>242</b>
- in imprese collegate	13.147	-	<b>13.147</b>
- in altre imprese	-	491	<b>491</b>
<b>Totale</b>	<b>13.147</b>	<b>9.375</b>	<b>22.525</b>

## NOTA 5 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Le "Altre attività finanziarie non correnti" pari a 40.469 migliaia di Euro (39.099 migliaia al 31 dicembre 2016) sono principalmente costituite da 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

sia 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 le società ERG Wind hanno proposto opposizione dinnanzi al Tribunale di Genova, avanzando una ulteriore istanza di sospensione cautelare. L'istanza è stata accolta, sospendendo quindi l'efficacia delle cartelle di pagamento, previo deposito di idonee fidejussioni bancarie da parte delle società ricorrenti.

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 18 – Altre passività non correnti**).

La voce ricomprende inoltre crediti finanziari verso terzi per cessione di partecipazioni (1,9 milioni), crediti per strumenti finanziari derivati su tassi di interesse (0,9 milioni) e depositi cauzionali.

## NOTA 6 - ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Le imposte anticipate sono stanziata, 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 (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 4,82% - 5,57%).

Le "Attività per imposte anticipate" pari a 150.425 migliaia di Euro (160.045 migliaia al 31 dicembre 2016), sono rilevate principalmente a fronte di strumenti finanziari derivati, stanziamenti a fondi per rischi ed oneri, perdite fiscali riportabili e ritenute recuperabili anche in considerazione della previsione degli imponibili nel medio periodo ed all'eccedenza ACE (Aiuto Crescita Economica) maturata e non ancora utilizzata.

Si segnala inoltre che non sono state iscritte in bilancio attività per imposte anticipate relative ad eccedenze di interessi passivi riportabili pari a circa 42 milioni riferiti al Gruppo ERG Wind, acquisito nel 2013.

## NOTA 7 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le "Altre attività non correnti" pari a 38.828 migliaia di Euro (45.615 al 31 dicembre 2016) 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 18 – Altre passività non correnti**);
- a crediti tributari relativi a crediti IVA (8 milioni).

## NOTA 8 - RIMANENZE

Le rimanenze di materie, pari a 21.739 migliaia di Euro (20.365 al 31 dicembre 2016), relative a parti di ricambio funzionali principalmente all'attività di manutenzione ordinaria degli impianti eolici e sull'impianto CCGT, sono iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato (costo di sostituzione).

## NOTA 9 - CREDITI COMMERCIALI

	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Crediti verso clienti	150.825	194.956
Crediti per incentivi	147.795	101.668
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	1.378	3.460
Fondo svalutazione crediti	(7.151)	(7.106)
<b>Totale</b>	<b>292.846</b>	<b>292.978</b>

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi, vendita di utilities verso soggetti operanti presso il sito di Priolo e certificati ambientali (tariffa incentivante, "certificati verdi" e certificati bianchi). Per informazioni relative ai crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente si rimanda alla **Nota 38 – Parti correlate**.

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

	<b>30.06.2017</b>	<b>Incrementi</b>	<b>Decrementi</b>	<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>31.12.2016</b>
Fondo svalutazione crediti	7.151	594	(547)	–	7.106
<b>Totale</b>	<b>7.151</b>	<b>594</b>	<b>(547)</b>	<b>–</b>	<b>7.106</b>

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

	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Crediti tributari	44.559	48.039
Crediti per IVA di Gruppo verso TotalErg	47.651	9.238
Crediti per IRES consolidato fiscale verso TotalErg	–	2.909
Crediti diversi	47.872	44.251
<b>Totale</b>	<b>140.082</b>	<b>104.437</b>

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

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 include inoltre crediti 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 19 – Fondi per rischi ed oneri correnti**.

## NOTA 11 - ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Crediti finanziari verso società partecipate	8.591	8.581
Titoli	80.137	80.137
Altri crediti finanziari a breve	19.747	20.045
<b>Totale</b>	<b>108.475</b>	<b>108.763</b>

La voce risulta in linea con il 31 dicembre 2016.

Gli "Altri crediti finanziari a breve" accolgono principalmente i crediti verso ECC – European Commodity Clearing, relativo al margin deposit ed al fair value dei contratti futures stipulati (15 milioni di Euro).

## NOTA 12 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Depositi bancari e postali	416.999	427.187
Denaro e valori in cassa	9	9
<b>Totale</b>	<b>417.008</b>	<b>427.195</b>

La voce "Depositi bancari e postali" è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo e dalle operazioni straordinarie degli anni precedenti ed è depositata a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente. La voce include la giacenza sui conti di ERG Power S.r.l. e delle società eoliche partecipate da ERG Power Generation S.p.A. secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing. Per quanto riguarda la liquidità vincolata si rimanda a quanto commentato nella **Nota 24 – Covenants e Negative Pledge**.

Si precisa che al 30 giugno 2017 la liquidità soggetta ai diversi vincoli previsti dai contratti di Project Financing risulta pari a circa 145 milioni (164 milioni al 31 dicembre 2016). La minore liquidità è riconducibile principalmente alle acquisizioni dei parchi eolici in Germania, e agli investimenti funzionali allo sviluppo del parco eolico in Irlanda del Nord.

## NOTA 13 - PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO

### Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2017, 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 2016).

Alla data del 30 giugno 2017 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%.
- UniCredit S.p.A. è titolare di n. 6.129.557 azioni pari al 4,078%.

Alla data del 30 giugno 2017 la San Quirico S.p.A. e la Polcevera S.A. risultano 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 20 aprile 2017 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 20 aprile 2017, 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 a Euro 0,10 ciascuna a 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 20 aprile 2017, 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 a 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.

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 - TRATTAMENTO FINE RAPPORTO

Il fondo "Trattamento di fine rapporto", pari a 6.511 migliaia di Euro (6.733 al 31 dicembre 2016), accoglie la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Nel corso del primo semestre 2017, in virtù dell'assenza di variazioni significative dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento in termini di attualizzazioni.

## NOTA 15 - PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le "Passività per imposte differite" sono stanziata 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 (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,9% - 4,82%).

Le imposte differite al 30 giugno 2017 pari a 273.695 migliaia di Euro (274.357 al 31 dicembre 2016), sono stanziate principalmente sui plusvalori su aggregazioni aziendali ed ammortamenti fiscali eccedenti gli ammortamenti economico-tecnici.

## NOTA 16 - FONDI PER RISCHI E ONERI NON CORRENTI

	30.06.2017	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variatione area di consolidamento	31.12.2016
Fondo oneri smantellamento	36.395	379	-	-	1.436	34.579
Fondo sito di Priolo	81.071	-	-	-	-	81.071
Altri fondi	9.797	544	(874)	517	-	9.609
<b>Totale</b>	<b>127.262</b>	<b>923</b>	<b>(874)</b>	<b>517</b>	<b>1.436</b>	<b>125.258</b>

I Fondi per rischi ed oneri non correnti comprendono principalmente passività legate:

- ad oneri di ripristino del sito su cui operano i parchi eolici iscritti in contropartita a maggiori immobilizzazioni materiali;
- al sito di Priolo come meglio commentato alla **Nota 25 - Passività potenziali e contenziosi** e conseguenti principalmente all'uscita dal settore Oil.

Gli **incrementi** del periodo si riferiscono alla rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino dei parchi eolici.

I **decrementi** del periodo si riferiscono principalmente ad utilizzi a fronte di oneri sostenuti nel periodo.

Le **riclassifiche**, pari a 0,5 milioni, trovano contropartita nei fondi per rischi ed oneri correnti.

La **variazione dell'Area di consolidamento** accoglie importi meglio descritti nel corrispondente paragrafo.

## NOTA 17 - PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

	30.06.2017	31.12.2016
Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine	669.435	668.439
- quota corrente finanziamenti a medio-lungo termine	-	-
	<b>669.435</b>	<b>668.439</b>
Project financing a medio-lungo termine	1.206.454	1.275.580
- quota corrente Project financing	(154.882)	(151.906)
	<b>1.051.571</b>	<b>1.123.674</b>
Altri debiti finanziari a medio-lungo termine	<b>120.233</b>	<b>141.947</b>
<b>Totale</b>	<b>1.841.240</b>	<b>1.934.060</b>

### Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine

I mutui e i finanziamenti al 30 giugno 2017 sono pari a 669,4 milioni di Euro (668,4 milioni al 31 dicembre 2016) riferibili a:

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

I finanziamenti sono esposti al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un totale di 9,7 milioni. Tali costi sono stati rilevati negli oneri finanziari del primo semestre 2017 secondo il metodo del costo ammortizzato, in applicazione dello IAS 39, per un ammontare pari a 1,0 milione.

## Project Financing a medio-lungo termine

Si riepilogano nella seguente tabella le principali caratteristiche dei project financing in essere al 30 giugno 2017.

DEBITO FINANZIARIO ASSOCIATO							
Società	Parco Eolico/ Centrale termoelettrica	Valore netto contabile asset	Valore contabile passività finanziaria	Forma tecnica	Erogazione / Scadenza	Copertura	
ERG Wind Investments	Parchi eolici Gruppo ERG Wind	408.724	470.595	Project financing	2008 2022	IRS: tasso fisso medio 4,46%	
ERG Eolica Adriatica	Rotello - Ascoli Satriano (CB/FG)	124.472	107.902	Project financing	2009 2022	IRS: tasso fisso 4,85%	
ERG Eolica Fossa del Lupo	Fossa del Lupo (CZ)	106.640	81.702	Project financing	2017 2027	IRS: tasso fisso 1,58%	
ERG Eolica Campania	Bisaccia 2 - Foiano - Molinara - Baseliace - Lacedonia 2 (AV/BN)	83.362	40.127	Project financing	2009 2020	IRS: tasso fisso 4,37%	
ERG Eolica Ginestra	Ginestra (BN)	59.152	29.440	Project financing	2010 2025	IRS: tasso fisso 3,27%	
ERG Eolica Amaroni	Amaroni (CZ)	30.789	22.555	Project financing	2017 2027	IRS: tasso fisso 1,96%	
Green Vicari	Vicari (PA)	19.045	10.196	Project financing	2008 2019	Finanziamento a tasso variabile e in parte fisso	
ERG Eolica Faeto	Faeto (FG)	13.432	16.021	Project financing	2007 2021	IRS a partire dal 1° gennaio 2016 tasso fisso 2,13%	
Eoliennes du Vent Solaire	Plogastel Saint Germaine (Francia)	4.097	4.976	Project financing	2011 2025	finanziamento a tasso fisso	
Parc Eolien les Mardeaux	Les Mardeaux (Francia)	2.125	2.724	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%	
Parc Eolien de Hetomesnil	Hetomesnil (Francia)	2.131	2.100	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%	
Parc Eolien de Lihus	Lihus (Francia)	2.219	1.913	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%	
Parc Eolien de la Bruyere	La Bruyere (Francia)	2.050	1.620	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%	
Parc Eolien du Carreau	Carreau (Francia)	1.723	1.865	Project financing	2005 2019	Finanziamento a tasso variabile	
ERG Eolica Basilicata	Palazzo San Gervasio (PZ)	37.466	35.802	Project financing	2017 2027	IRS: tasso fisso 1,46%	
EW Ornet 2 SP. Z.O.O.	Radziejów (Poland)	49.569	37.616	Project financing	2015 2029	IRS: tasso fisso 2,47% (wibor)	
K & S ENERGY EOOD	Kavarna/Hrabovo	48.189	21.266	Project financing	2012/13 2018	IRS: tasso fisso 1,16% IRS: tasso fisso 1,56%	
ERG Wind France 1	Vari francesi	46.701	32.396	Project financing	2016 2025	IRS: tasso fisso -0,065%	
ERG Power	Impianto CCGT	318.119	105.579	Project financing	2010 2021	IRS: tasso fisso 2,77%	
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Jallais (Francia)	7.219	7.164	Project financing	2013 2027	IRS: tasso fisso 2,025%	
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Caen Garcelles (Francia)	6.706	5.982	Project financing	2007 2023	IRS: tasso fisso 3,75%	
SAS Société de exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	La Souterraine (Francia)	6.566	6.954	Project financing	2013 2028	IRS: tasso fisso 2,01%	
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Oyré (Francia)	11.524	9.876	Project financing	2014 2029	Finanziamento per il 40% a tasso fisso	
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	St Riquier 1 (Francia)	8.744	10.420	Project financing	2009 2027	Finanziamento a tasso fisso	
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Frehne I & II (Germania)	16.103	12.853	Project financing	2013 2030	Finanziamento a tasso fisso	
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Achmer Vinte (Germania)	2.863	6.245	Project financing	2006 2021	Finanziamento a tasso fisso	
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Cottbus (Germania)	23.362	20.620	Project financing	2007 2025	Finanziamento a tasso fisso	
Parc Eolien Chaude Vallée S.ar.l.	Chaude Vallée (Francia)	11.518	12.087	Project financing	2011 2027	Finanziamento per l'85% a tasso fisso	
Parc Eolien Hauts Moulins S.ar.l.	Hauts Moulins (Francia)	12.437	12.114	Project financing	2012 2028	Finanziamento per l'86% a tasso fisso	
Parc Eolien de Morvillers S.ar.l.	Morvillers (Francia)	12.410	12.733	Project financing	2012 2027	Finanziamento a tasso fisso	
Parc Eolien Moulins des Champs S.ar.l.	Moulins des Champs (Francia)	12.348	11.993	Project financing	2012 2028	Finanziamento per l'85% a tasso fisso	
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	St Riquier 3 (Francia)	13.184	13.800	Project financing	2014 2028	Finanziamento a tasso fisso	
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	St Riquier 4 (Francia)	11.331	11.746	Project financing	2014 2028	Finanziamento a tasso fisso	
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Dobberkau (Germania)	11.044	14.815	Project financing	2014 2025	IRS: tasso fisso 0,949%	
ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG	Hermersberg (Germania)	311	741	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso	
ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG	Ober Kostenz (Germania)	971	2.756	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso	
ERG Wind WB GmbH & Co. KG	Waldfischbach Burgalben (Germania)	2.115	3.342	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso	
ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG	Welchweiler (Germania)	472	1.191	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso	
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Weselberg (Germania)	3.315	2.625	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso	
<b>Totale</b>			<b>1.206.454</b>				



Per maggiori dettagli relativi ai nuovi project financing rispetto a quelli descritti nel Bilancio Consolidato 2016 si rimanda alla **Nota 24 – Covenant e negative pledge**.

Al 30 giugno 2017 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing era dell'1,41% (1,42% al 31 dicembre 2016). 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:

	<b>Mutui e finanziamenti</b>	<b>Project Financing</b>
Entro 30.06.2018	–	154.882
Entro 30.06.2019	117.250	164.235
Entro 30.06.2020	242.250	162.190
Entro 30.06.2021	309.935	162.315
Entro 30.06.2022	–	131.726
Oltre 30.06.2022	–	431.105
<b>Totale</b>	<b>669.435</b>	<b>1.206.454</b>
	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
<b>Garantiti da immobilizzazioni materiali di proprietà</b>		
con scadenze fino a dicembre 2026	1.206.454	1.275.580
<b>Non garantiti</b>		
con scadenze fino a agosto 2020	669.435	668.439
<b>Totale</b>	<b>1.875.889</b>	<b>1.944.020</b>

Si rimanda inoltre alla **Nota 24 - Covenants e negative pledge** del presente documento e alla **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2016.

### 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 120 milioni di Euro (142 milioni al 31 dicembre 2016) di cui si fornisce qui di seguito il dettaglio:

(Migliaia di Euro)	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30.06.2017	31.12.2016
ERG Wind Investment Ltd.	IntesaSanpaolo	IRS	31.12.2022	(42.375)	(49.186)
ERG Wind Investment Ltd.	IntesaSanpaolo	IRS	31.12.2022	(31.725)	(36.826)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15.06.2022	(6.730)	(7.920)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	ING	IRS	15.06.2022	(6.730)	(7.920)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15.06.2022	(6.730)	(7.920)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	ING	IRS	31.12.2025	(2.173)	(2.623)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Crédit Agricole	IRS	31.12.2025	(1.869)	(2.256)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Centrobanca	IRS	31.12.2025	(1.434)	(1.731)
ERG Eolica Campania S.p.A.	UniCredit	IRS	31.05.2020	(874)	(1.113)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	UniCredit	IRS	30.06.2025	(1.103)	(1.313)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Centrobanca	IRS	30.06.2025	(1.103)	(1.313)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Barclays	IRS	30.06.2025	(1.103)	(1.313)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	ING	IRS	31.12.2026	(555)	(697)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31.12.2026	(555)	(697)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Banco popolare	IRS	31.12.2021	(352)	(444)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Unicredit	IRS	31.12.2021	(352)	(444)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(78)	(110)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(82)	(114)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(74)	(103)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(77)	(108)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(75)	(106)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(79)	(110)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(79)	(111)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30.12.2019	(82)	(115)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	30.06.2031	(746)	(937)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Crédit Agricole	IRS	30.06.2031	(746)	(937)
K & S Energy Eood	Raiffeisen Bank	IRS	31.12.2018	(253)	(346)
K & S Energy Eood	Raiffeisen Bank	IRS	31.12.2018	(63)	(86)
ERG Power S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	31.12.2021	(1.409)	(1.805)
ERG Power S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	31.12.2021	(1.409)	(1.805)
ERG Power S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31.12.2021	(1.129)	(1.446)
ERG Power S.r.l.	Santander	IRS	31.12.2021	(224)	(287)
ERG Power S.r.l.	Centrobanca	IRS	31.12.2021	(224)	(287)
ERG Power S.r.l.	ING	IRS	31.12.2021	(224)	(287)
ERG S.p.A.	ING	IRS	06.08.2020	(429)	(504)
ERG S.p.A.	BNP Paribas BNL	IRS	06.08.2020	(412)	(484)
ERG S.p.A.	UniCredit	IRS	06.08.2020	(432)	(508)
ERG S.p.A.	Barclays	IRS	06.08.2020	(394)	(477)
ERG S.p.A.	IntesaSanpaolo	IRS	06.08.2020	(429)	(505)
ERG S.p.A.	Crédit Agricole	IRS	06.08.2020	(439)	(515)
ERG S.p.A.	Natixis	IRS	06.08.2020	(432)	(508)
ERG S.p.A.	UBI Banca	IRS	26.02.2021	-	(98)
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	15.03.2021	(1.267)	(2.089)
ERG S.p.A.	UniCredit	IRS	21.04.2021	-	(194)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Crédit Cooperatif	IRS	02.08.2027	(251)	(308)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Crédit Cooperatif	IRS	30.07.2027	(256)	(313)
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Nord LB	IRS	30.06.2023	(650)	(783)
SAS Societé d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Crédit Cooperatif	IRS	29.12.2028	(620)	(767)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Natixis	IRS	01.07.2029	(396)	(486)
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Saar	IRS	31.12.2024	(160)	(181)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31.12.2029	(277)	(302)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31.12.2030	(78)	(98)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Nord LB	IRS	31.12.2025	(478)	(681)
<b>Totale</b>				<b>(120.233)</b>	<b>(141.947)</b>

## NOTA 18 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

	30.06.2017	31.12.2016
Passività opzione di cessione minorities	–	–
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	2.143	2.313
Debiti verso il personale	1.333	1.066
Altre poste minori	6.209	5.977
<b>Totale</b>	<b>38.100</b>	<b>37.771</b>

Le altre passività non correnti, pari a 38.100 migliaia di Euro (37.771 migliaia al 31 dicembre 2016) risultano sostanzialmente invariate.

## NOTA 19 - FONDI PER RISCHI E ONERI CORRENTI

	30.06.2017	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area di consolidamento	31.12.2016
Fondo interessi e rivalutazioni Legge 488/1992	15.185	15	–	–	–	15.170
Fondo oneri ristrutturazione e assimilati	384	–	(427)	263	–	548
Fondo rischi legali e fiscali	9.189	249	(238)	–	–	9.178
Fondo rischi ambientali	60	–	–	–	–	60
Fondo su partecipazioni	5.754	242	(309)	–	–	5.821
Fondo oneri diversi ex business Oil	–	–	(650)	–	–	650
Fondo rischi su oneri potenziali società estere	9.005	–	–	–	–	9.005
Fondo rischi ex ERG Nuove Centrali S.p.A.	–	–	(220)	(12)	–	232
Fondi rischi settore idroelettrico	780	–	(151)	(517)	–	1.448
Altri fondi	3.984	–	(546)	(251)	211	4.571
<b>Totale</b>	<b>44.341</b>	<b>506</b>	<b>(2.541)</b>	<b>(517)</b>	<b>211</b>	<b>46.682</b>

I fondi per rischi ed oneri correnti al 30 giugno 2017 sono pari a 44.341 migliaia di Euro (46.682 migliaia di Euro al 31 dicembre 2016) e comprendono:

- il fondo per oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (15,2 milioni) 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**. 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";
- il fondo oneri ristrutturazione e assimilati (0,4 milioni) relativo alle avviate procedure di mobilità ed a costi di ristrutturazione del portafoglio di attività;
- il fondo rischi legali e fiscali (9,2 milioni) relativo ai rischi riguardanti i contenziosi in essere;
- il fondo rischi ambientali (0,1 milioni) relativo ad oneri di bonifica;



- il fondo su partecipazioni (5,8 milioni) relativo principalmente alla società controllata ERG Petroleos, non più operativa, in corso di liquidazione;
- il fondo rischi su oneri potenziali società estere (9 milioni) relativo a potenziali passività relative alla Romania;
- il fondo rischi settore idroelettrico (0,8 milioni) relativo ad oneri di varia natura afferenti al business della società ERG Hydro S.r.l.;
- gli altri fondi per rischi ed oneri relativi principalmente ad oneri ritenuti probabili nei rapporti commerciali ed oneri ritenuti probabili per diritti di superficie verso i Comuni.

Gli **incrementi** si riferiscono principalmente a stanziamenti relativi a contenziosi legali in corso.

I **decrementi** sono relativi principalmente ai seguenti utilizzi:

- 0,4 milioni alla manifestazione di passività minori afferenti business dismessi;
- 0,2 milioni a contenziosi di natura legale i cui oneri si sono manifestati nel periodo;
- 0,7 milioni relativo ad oneri di varia natura afferenti business dismessi.

La **Variazione dell'Area di consolidamento** accoglie importi evidenziati nel paragrafo Variazione Area di Consolidamento.

Le **riclassifiche** trovano contropartita per -0,5 milioni nei fondi per rischi ed oneri non correnti.

## NOTA 20 - DEBITI COMMERCIALI

	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Debiti verso fornitori	104.251	152.525
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	59	156
<b>Totale</b>	<b>104.310</b>	<b>152.680</b>

Trattasi di debiti derivanti da rapporti di natura commerciale che hanno scadenza entro l'esercizio successivo. Si riferiscono principalmente a debiti per acquisto utilities (gas ed energia elettrica), per investimenti ed a posizioni passive residue di anni precedenti relative ai business ora dismessi.

## NOTA 21 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30.06.2017	31.12.2016
<b>Passività bancarie a breve</b>	<b>41.271</b>	<b>2.270</b>
<b>Altre passività finanziarie a breve:</b>		
Quota corrente finanziamenti verso banche a medio-lungo termine	-	-
Quota corrente project financing verso banche a medio-lungo termine	154.882	151.906
Altri debiti finanziari	2.168	4.922
	<b>157.050</b>	<b>156.828</b>
<b>Totale</b>	<b>198.321</b>	<b>159.098</b>

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

- gli importi delle linee di credito a breve utilizzate al 30 giugno 2017 sono pari al 12% del totale degli importi accordati (16% al 31 dicembre 2016);
- l'utilizzo medio nel corso del periodo delle linee di credito a breve è stato pari al 12% del totale degli importi accordati (14% al 31 dicembre 2016);
- tali linee sono a revoca e non supportate da garanzie.

## NOTA 22 - POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

(Migliaia di Euro)	Note	30.06.2017	31.12.2016
Mutui / Finanziamenti a medio-lungo termine	17	669.435	668.439
- quota corrente mutui e finanziamenti	17, 21	-	-
Fair Value strumenti derivati copertura tassi di interesse	17	120.233	141.947
<b>Totale</b>		<b>789.669</b>	<b>810.386</b>
Project Financing a medio-lungo termine	17	1.206.454	1.275.580
- quota corrente Project Financing	17, 21	(154.882)	(151.906)
<b>Totale</b>		<b>1.051.571</b>	<b>1.123.674</b>
<b>Indebitamento finanziario a medio - lungo termine/ (Disponibilità finanziarie a medio-lungo termine)</b>		<b>1.841.240</b>	<b>1.934.060</b>
Debiti verso banche a breve termine	21	41.271	2.270
Debiti finanziari a breve termine	21	2.168	4.922
<b>Totale</b>		<b>43.439</b>	<b>7.192</b>
Disponibilità liquide	12	(253.140)	(263.328)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	11	(108.475)	(108.763)
<b>Totale</b>		<b>(361.615)</b>	<b>(372.090)</b>
Project Financing a breve termine	17, 21	154.882	151.906
Disponibilità liquide	12	(163.868)	(163.868)
<b>Totale</b>		<b>(8.986)</b>	<b>(11.962)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto a breve termine/ (Disponibilità finanziarie a breve termine)</b>		<b>(327.162)</b>	<b>(376.860)</b>
<b>POSIZIONE FINANZIARIA NETTA</b>		<b>1.514.078</b>	<b>1.557.200</b>

La "Posizione finanziaria netta" risulta pari a 1.514 milioni, in decremento di 43 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2016 principalmente a seguito dei seguenti impatti ed al flusso di cassa del periodo:

- +39 milioni relativi all'**acquisizione** da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH descritta al paragrafo **Variazione Area di consolidamento**;
- +74 milioni relativi alla distribuzione di dividendi agli Azionisti;
- -91 milioni a incassi di incentivi (tariffa incentivante Italia, "certificati verdi");
- -64 milioni flusso di cassa del periodo al netto degli investimenti e delle variazioni puntuali del circolante.

Nella posizione finanziaria netta sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 120 milioni (142 milioni al 31 dicembre 2016).

## NOTA 23 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

	<b>30.06.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Debiti verso erario	80.313	19.764
Debiti verso il personale	5.831	8.765
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	4.236	4.438
Debiti per Consolidato Fiscale verso TotalErg S.p.A.	3.081	16.600
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	1.859	1.642
Altre passività correnti	8.058	14.656
<b>Totale</b>	<b>103.379</b>	<b>65.865</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 2017 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'erario per circa 15,2 milioni di Euro a titolo di saldo 2016 e acconto 2017. Si evidenzia altresì che sono stati versati a TotalErg e controllate circa 9 milioni nell'ambito degli accordi del consolidato fiscale a titolo di remunerazione delle perdite apportate ed utilizzate.

## NOTA 24 - COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2017 si segnalano le seguenti novità rispetto a quanto segnalato nella **Nota 26** del Bilancio Consolidato 2016.

- I finanziamenti alle società **ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.**, **ERG Eolica Amaroni S.r.l.** e **ERG Eolica Basilicata S.r.l.** (di seguito le "Società") sono stati rinegoziati congiuntamente con decorrenza 30 giugno 2017.

Le garanzie concesse prevedono l'ipoteca sui beni immobili, privilegio speciale sui beni, pegno su 100% dei capitali sociali e sui conti correnti vincolati (8,5 milioni al 30 giugno 2017). Il finanziamento è inoltre soggetto ai seguenti covenants e negative pledges:

- Debt Service Coverage Ratio Storico e Prospettico (DSCRS - Rapporto di copertura del debito): è calcolato, per ogni periodo di 12 mesi antecedente e successivo ad ogni data di calcolo, come rapporto tra il flusso di cassa dei progetti al netto dei flussi IVA e l'ammontare complessivo del rimborso del debito (linea base) previsto dal piano di ammortamento della quota capitale della linea base, della somma degli interessi, commissioni, costi corrisposti o da corrispondere in relazione alle linee di credito e delle somme corrisposte o da corrispondere da parte delle Società alle banche hedging o da parte delle banche hedging alle Società ai sensi dei contratti di hedging. Se il DSCR Storico e/o Prospettico risultino inferiori a 1,15, le Società non possono procedere alla distribuzione di dividendi ai soci, né rimborsare debiti subordinati senza una preventiva autorizzazione delle banche. Nel caso in cui il DSCR Storico sia inferiore a 1,05 e le Società non pongano in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.
- Loan Life Cover Ratio (LLCR – Rapporto di copertura del debito sulla durata dei finanziamenti): il LLCR è calcolato

come rapporto tra il valore attuale netto, scontato al costo medio ponderato del debito, dei flussi di cassa operativi previsti dalla Società nei periodi intercorrenti tra la data di calcolo e l'anno di scadenza del debito e l'ammontare del debito in essere alla data di calcolo. Nel caso in cui il valore sia inferiore a 1,05 e le Società non pongano in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.

– Il Progetto prevede un negative pledge che tutela il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito. Pertanto le Società non possono rilasciare ulteriori garanzie sui loro beni a meno che non si tratti di garanzie rilasciate in base alla legge.

- Il finanziamento erogato nel novembre 2015 alla società **EW Ornetà 2 SP. Z.O.O.** è stato rinegoziato con decorrenza 24 maggio 2017.

Le garanzie concesse prevedono l'ipoteca sui beni immobili, privilegio speciale sui beni, pegno su 100% del capitale sociale di EW Ornetà 2 SP. Z.O.O. e sul 100% del capitale sociale di Blachy Pruszyński – Energia SP. Z.O.O. e Hydro Inwestycje sp. z o.o. acquisite da EW Ornetà 2 SP. Z.O.O. il 24 maggio 2017 e sui conti correnti vincolati di EW Ornetà 2 SP. Z.O.O. Il finanziamento è inoltre soggetto ai seguenti covenants e negative pledges:

- Debt Service Coverage Ratio Storico e Prospettico (DSCRS - Rapporto di copertura del debito): è calcolato, per ogni periodo di 12 mesi antecedente e successivo ad ogni data di calcolo, come rapporto tra il flusso di cassa del progetto al netto dei flussi IVA e l'ammontare complessivo del rimborso del debito (linea base) previsto dal piano di ammortamento della quota capitale della linea base, della somma degli interessi, commissioni, costi corrisposti o da corrispondere in relazione alle linee di credito e delle somme corrisposte o da corrispondere da parte della società alle banche hedging o da parte delle banche hedging alla società ai sensi dei contratti di hedging. Se il DSCR Storico e/o Prospettico risultino inferiori a 1,20, EW Ornetà 2 SP. Z.O.O. non può procedere alla distribuzione di dividendi ai soci, né rimborsare debiti subordinati senza una preventiva autorizzazione delle banche. Nel caso in cui il DSCR Storico è inferiore a 1,10 e la società non ponga in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.
- Loan Life Cover Ratio (LLCR – Rapporto di copertura del debito sulla durata dei finanziamenti): il LLCR è calcolato come rapporto tra il valore attuale netto, scontato al costo medio ponderato del debito, dei flussi di cassa operativi previsti dalla società nei periodi intercorrenti tra la data di calcolo e l'anno di scadenza del debito e l'ammontare del debito in essere alla data di calcolo. Se inferiore a 1,15, EW Ornetà 2 SP. Z.O.O. non può procedere alla distribuzione di dividendi ai soci, né rimborsare debiti subordinati senza una preventiva autorizzazione delle banche. Nel caso in cui il valore sia inferiore a 1,10 e la società non ponga in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.
- Il Progetto prevede un negative pledge che tutela il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito. Pertanto EW Ornetà 2 SP. Z.O.O. non può rilasciare ulteriori garanzie sui suoi beni a meno che non si tratti di garanzie rilasciate in base alla legge.



### Finanziamenti acquisiti nell'ambito della business combination DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH:

- Finanziamento sottoscritto dalla **ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG** con Norddeutsche Landesbank in data 4 dicembre 2014 e con scadenza 31 Dicembre 2025.
  - Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica e prospettica deve essere superiore a 1,0. Il mancato rispetto dei valori minimi di DSCR storico per due date di calcolo consecutive o il mancato rispetto del DSCR prospettico per una sola data di calcolo costituiscono eventi di default del finanziamento.
  - I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote della Società, i suoi beni ed i conti correnti.
  - Non sono previsti valori minimi di DSCR per la distribuzione.
- Finanziamenti sottoscritti con la Sparkasse Bremen AG in data 10 Novembre 2016 dalle Società **ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG, ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG, ERG Wind WB GmbH & Co. KG, ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG e ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG.**

Le cinque società hanno contestualmente sottoscritto fra loro un Joint liability agreement in base al quale sono tutte solidalmente responsabili di ciascun finanziamento sottoscritto. Si tratta in sostanza di un unico finanziamento in cui tutte le società coinvolte concorrono agli impegni finanziari in base alle proprie disponibilità.

- Non ci sono particolari covenant finanziari se non il rispetto degli obblighi di ripagamento ed il mantenimento della DRSA.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote della Società, i suoi beni ed i conti correnti.
- Non sono previsti valori minimi di DSCR per la distribuzione.

## NOTA 25 - 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

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 Co-

stiera 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 di Euro (81 milioni al 30 giugno 2016). 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 **tassee 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 attende 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 a eventi noti al momento di stipula del contratto (Known Environmental Matters). Fino a 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 residuale alcune posizioni minori 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, il Management del Gruppo, assistito dalle funzioni 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 2017, pertanto, il fondo rischi è ritenuto adeguato e nel periodo non si segnalano variazioni rispetto al 31 dicembre 2016.

### 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 di Euro 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 di Euro, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125 mila 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.

In data **29 novembre 2016** è stato notificato ad ERG S.p.A. ed in data **24 novembre 2016** a TotalErg, in qualità di consolidata, l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2010. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg S.p.A. l'avviso di accertamento ai fini Addizionale IRES, IRAP ed IVA. 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 3.797 milioni di Euro di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono considerevolmente, anche in questo caso, tale importo a circa 7,5 milioni di Euro.

Il **2 marzo 2017** la Commissione tributaria provinciale di Milano (CTP) ha accolto il ricorso ai fini IRAP per gli anni d'imposta dal 2007 al 2009 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A. quale incorporante della Total Italia S.p.A.).

L'Agenzia delle Entrate potrà proporre appello alla Commissione tributaria regionale competente entro i termini di legge.

Il **13 marzo 2017** la Commissione tributaria provinciale di Milano (CTP) ha rigettato il ricorso per IRES, Robin Tax ed IVA per gli anni d'imposta 2007-2009 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A. quale incorporante della Total Italia S.p.A.).

TotalErg S.p.A. presenterà appello alla Commissione tributaria regionale competente entro i termini di legge.

Il **25 maggio 2017** la Commissione tributaria provinciale di Roma (CTP) ha rigettato il ricorso per IRES, IRAP ed IVA per l'anno d'imposta 2007 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A. quale incorporante della ERG Petroli S.p.A.).

TotalErg S.p.A. presenterà appello alla Commissione tributaria regionale competente entro i termini di legge.

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.

### Avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro cessione ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.

Con riferimento all'operazione di cessione del ramo d'azienda composto principalmente dalla centrale termoelettrica "IGCC" effettuata con rogito del 30 giugno 2014 da parte di ISAB Energy S.r.l. a favore di ISAB S.r.l., il 6 luglio u.s. la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa - Ufficio territoriale di Noto (di seguito "Agenzia") ha notificato ad ERG S.p.A., quale incorporante nel dicembre 2015 della società cedente ISAB Energy S.r.l., un avviso di rettifica dei valori dichiarati in atto ai fini della liquidazione dell'imposta di registro.

Il medesimo avviso è stato notificato il 28 giugno u.s. ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido. Sostanzialmente, l'Agenzia ha verificato l'importo dichiarato dalle parti ai fini dell'imposta di registro in relazione a ciascuna delle componenti del ramo d'azienda ceduto ed ha proceduto a rideterminare il valore della (sola) componente immobiliare rappresentata dall'impianto IGCC, valorizzata in atto in circa 7 milioni di Euro (al netto delle passività afferenti pari a circa 7 milioni di Euro), nel valore contabile della stessa al 30 giugno 2014 pari a circa 432 milioni di Euro, non effettuando quindi alcuna valutazione circa il fatto che i futuri risultati economici del ramo d'azienda ceduto fossero in grado di giustificare il citato valore.

L'Agenzia ha quindi accertato il valore venale complessivo del ramo d'azienda ceduto in circa 442 milioni di Euro, in luogo del corrispettivo di circa 25 milioni di Euro dichiarato dalle parti, corrispettivo comunque superiore all'importo

del valore venale complessivo del ramo d'azienda pari a circa 13 milioni di Euro, determinato con relazione asseverata di stima da parte del perito terzo nominato da ISAB Energy.

Sulla base di tali presupposti, l'Agenzia ha provveduto pertanto ad accertare una maggiore imposta di registro di circa 37 milioni di Euro irrogando una sanzione pari alla maggiore imposta di registro accertata, oltre interessi (importo complessivo 76 milioni di Euro).

Per quanto riguarda l'analisi della fattispecie, si evidenzia che con il suo operato l'Agenzia si è limitata ad esprimere una diversa stima della "sola" componente immobilizzazioni materiali (impianto IGCC) del ramo d'azienda, e non del ramo d'azienda nel suo complesso, in manifesta violazione delle norme contenute nel Testo Unico Imposta Registro. In particolare, l'Agenzia ha individuato unicamente, quale base della rettifica, il valore contabile dell'impianto IGCC, astraendosi del tutto dall'analisi di alcuna sua redditività (positiva o negativa) nel contesto del ramo aziendale in cui l'impianto è destinato ad essere impiegato.

L'Agenzia, disconoscendo quindi i presupposti ed i criteri di stima che hanno condotto il perito a determinare il valore venale di circa 13 milioni di Euro, in particolare il venir meno dei flussi di cassa a seguito della risoluzione della Convenzione CIP 6, non ha per nulla considerato l'accertata redditività negativa prospettica del ramo d'azienda oggetto di cessione, ovvero il relativo badwill (come ampiamente descritto nella perizia del prof. Pozza peraltro già a mani dell'Agenzia). Ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, con il supporto dei propri consulenti fiscali, ha proceduto alla presentazione del ricorso presso la Commissione tributaria provinciale competente e delle istanze di sospensione sia amministrativa che giudiziale della riscossione provvisoria in corso di giudizio (l'importo oggetto di riscossione provvisoria è pari a circa 13 milioni di Euro).

In data 10 agosto 2016 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione.

In data 15 novembre 2016 si è tenuta l'udienza del merito presso la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa. Il 16 maggio 2017 la Commissione tributaria provinciale di Siracusa ha annullato l'atto impugnato, ma ha ri-determinato il valore dell'azienda ceduta ai fini dell'imposta di registro in circa 71 milioni di Euro (contro i circa 25 milioni di Euro dichiarati ai fini dell'imposta di registro).

Lo Studio che segue il contenzioso, ha confermato l'infondatezza della pretesa impositiva come riformulata dalla CTP di Siracusa e la conseguente sussistenza di ragionevoli aspettative di sua radicale confutazione nei superiori gradi di giudizio.

In data 17 luglio 2017 ERG S.p.A. ha presentato appello alla Commissione tributaria regionale competente.

Il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

### 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. (ora ERG Power Generation 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 Euro 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.

Con sentenza depositata il 14 gennaio 2016 la commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto il ricorso presentato da ERG Eolica Ginestra S.r.l..

In data 24 maggio 2016 la Direzione Provinciale di Genova della Agenzia delle Entrate ha proposto ricorso alla Commissione Tributaria Regionale della Liguria avverso la sentenza di primo grado.

Si è in attesa della fissazione data udienza da parte della Commissione Tributaria Regionale della Liguria.

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 ERG Wind

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

In relazione all'assegnazione di tali contributi nel corso del primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte delle 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 di Euro) e in data 30 settembre 2008 il Pubblico Ministero ha disposto il sequestro preventivo su sette parchi eolici. A seguito del deposito di una somma pari a 31,6 milioni di Euro 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.

È attualmente in corso la fase istruttoria del procedimento penale radicato presso il Tribunale di Avellino, la cui prossima udienza è attesa per il 13 ottobre 2017.

Nonostante la pendenza del procedimento, nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi di cui alla Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi.

In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati i ricorsi straordinari avverso i decreti ministeriali di revoca, con contestuale istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati.

In data 27 luglio 2015 sono state notificate alle società beneficiarie le cartelle di pagamento relative alla restituzione degli incentivi, che sono state impuginate con la proposizione di giudizi di opposizione dinnanzi al Tribunale di Genova. Nel contesto di tali procedimenti è stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia delle cartelle esattoriali, a fronte del deposito di fidejussioni bancarie per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (49 milioni di Euro). Successivamente, il Ministero dello Sviluppo Economico ed Equitalia hanno sollevato il tema della correttezza della giurisdizione adita e il Tribunale di Genova ha sospeso i procedimenti di opposizione, rimettendo alla Corte di Cassazione la relativa decisione. L'udienza di discussione presso la Suprema Corte si è tenuta il 20 dicembre 2016 e la Corte ha successivamente confermato – come da attese – la giurisdizione del Giudice Civile, dinnanzi al quale i giudizi di opposizione sono stati riassunti dalle società opponenti entro il 24 luglio 2017.

I procedimenti conseguenti alla proposizione dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato risultano tuttora pendenti ed è plausibile che la pronuncia sull'istanza cautelare e quella sul merito vengano fornite congiuntamente, auspicabilmente nel corso dell'anno 2017.

In considerazione: (i) delle garanzie rilasciate dal venditore delle società del Gruppo International Power ad ERG nel contratto di trasferimento delle partecipazioni nelle suddette società, (ii) dell'accordo transattivo perfezionato tra il medesimo venditore ed ERG in data 19 dicembre 2016, nel quale tali garanzie sono state confermate e ulteriormente dettagliate, nonché (iii) tenuto conto che nel Bilancio 2013 era già stata stanziata una passività di importo corrispondente al valore nominale degli incentivi di cui il Ministero dello Sviluppo Economico chiede la restituzione (cfr. la definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (**Nota 18 – Altre passività non correnti**)), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti in bilancio.

### Verifica fiscale ERG Wind Investments

In data 21 ottobre 2015 la Guardia di Finanza – Nucleo Speciale Entrate – Gruppo Investigativo di Roma ha notificato ad ERG Wind Investments Limited il processo verbale di constatazione finale (di seguito "PVC") a chiusura delle operazioni di verifica iniziate il 17 giugno 2015.

Dalla suddetta indagine, a parte alcuni rilievi di ammontare non significativo, sono emersi come rilievi (i) la mancata applicazione di ritenute sui differenziali connessi ad Interest Rate Swap corrisposti nei periodo d'imposta 2010-2013 a controparti estere, in quanto qualificati come interessi, per 8,7 milioni, (ii) l'indebita deduzione nei periodo d'imposta 2010-2013 di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited in quanto non supportata da valide ragioni economiche (abuso di diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000) con conseguenti maggiori imposte per 8,8 milioni (iii) la mancata applicazione nei periodo d'imposta 2010-2013 di ritenute su interessi corrisposti a soggetti non residenti nell'ambito del Project financing in essere per 14 milioni.

Con riferimento al citato PVC il 28 dicembre 2015 la Società ha ricevuto (i) l'avviso di accertamento per il solo periodo d'imposta 2010 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 2,5 milioni, oltre sanzione per 3 milioni ed interessi al 22/12/2015 per 0,4 milioni, (ii) un ulteriore atto di contestazione

di sanzioni per la fattispecie di cui al punto (i) con separata quantificazione delle sanzioni per omesso versamento di ritenute per 0,8 milioni e (iii) un questionario per la presunta indebita deduzione di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited in quanto non supportati da valide ragioni economiche (abuso di diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000) per i periodi d'imposta 2010-2013.

A seguito del contraddittorio avviato con la Direzione Provinciale I di Roma e della documentazione prodotta, è stato invece stralciato il rilievo di cui al PVC della mancata applicazione nei periodi d'imposta 2010-2013 di ritenute su interessi corrisposti a soggetti non residenti nell'ambito del Project financing in essere per 14 milioni.

In data 29 gennaio 2016 sono stati proposti all'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale I di Roma istanza di accertamento con adesione avverso l'avviso di accertamento, nonché deduzioni difensive avverso l'atto di contestazione. Non avendo avuto esito positivo il citato accertamento con adesione, in data 26 maggio 2016, ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, ha proposto ricorso con contestuale richiesta di sospensione giudiziale della riscossione avverso l'avviso di accertamento notificato il 28 dicembre 2015.

In data 16 novembre 2016 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione e fissato l'udienza per il 6 febbraio 2017.

Il 5 aprile 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha accolto il ricorso presentato dalla società.

L'Agenzia delle Entrate potrà proporre appello alla Commissione tributaria regionale competente entro i termini di legge.

In data 8 novembre 2016 ERG Wind Investments Limited ha ricevuto avviso di accertamento per il periodo d'imposta 2011 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 1,8 milioni, oltre sanzione per 2 milioni ed interessi al 14 ottobre 2016 per 0,3 milioni.

È stato proposto ricorso ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione nei termini di legge. A seguito della mancata discussione in tempo utile della istanza di sospensione giudiziale, la società ha presentato istanza di rateazione al concessionario della riscossione competente al fine di ottenere la rateazione delle somme iscritte a ruolo. L'istanza di rateazione è stata accolta fissando il pagamento in 72 rate mensili.

In data 27 settembre 2017 è stata fissata l'udienza nel merito presso la Commissione tributaria competente.

Si precisa, peraltro, che a fronte della contestazione in argomento ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) ha attivato le garanzie di cui al Share and Purchase Agreement stipulato con Engie (già Gaz de France Suez) in concomitanza all'acquisizione del Gruppo ERG Wind. Engie ha dichiarato che la contestazione può essere considerata come "Seller Driven Matter"<sup>20</sup> solo per i periodi di imposta 2010 e 2011.

In data 9 marzo 2016 è stato attivato un arbitrato al fine di chiedere/dimostrare la responsabilità di Engie (già Gaz de France Suez) anche per i periodi d'imposta successivi (per il periodo d'imposta 2012, in particolare).

In data 25 febbraio 2016 ERG Wind Investments Limited ha inoltre presentato all'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale I di Roma una memoria in risposta al questionario per la presunta indebita deduzione di interessi passivi su

<sup>20</sup> Engie riconosce formalmente la propria responsabilità in base al citato Share and Purchase Agreement.



up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited. Sono inoltre stati avviati intensi confronti con la citata Direzione Provinciale I di Roma al fine di evidenziare, tra l'altro, le valide ragioni economiche sottostanti i citati finanziamenti, nonché l'assenza di reale vantaggio economici, presupposti essenziali per una contestazione di abuso del diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000.

In relazione a quest'ultima fattispecie in data 18 marzo 2016 l'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale I di Roma, completate le proprie valutazioni, ha comunicato di aver stralciato il relativo rilievo.

ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) a fine 2016 ha rinunciato a portare avanti l'arbitrato, pur ribadendo le responsabilità di Engie anche per i periodi d'imposta successivi.

### **Verifica fiscale ERG Wind Holdings (Italy)**

In data 3 dicembre 2015 la Guardia di Finanza – Nucleo di Polizia Tributaria di Roma ha notificato ad ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. il processo verbale di constatazione finale (di seguito "PVC") a chiusura delle operazioni di verifica iniziate il 6 agosto 2014.

Dalla suddetta indagine, a parte alcuni rilievi di ammontare non significativo, è emerso unicamente un rilievo in materia di imposta di registro riferito all'operazione straordinaria posta in essere nel 2012 e relativa al conferimento da parte delle 16 LLPs UK dei rami d'azienda costituiti dagli impianti di produzione di energia elettrica (detenuti a mezzo di contratti di affitto d'azienda) ad ERG Wind Energy S.r.l. e successiva assegnazione ai due soci (due LTDs UK) delle partecipazioni in ERG Wind Energy S.r.l.

Il suddetto rilievo, basato sulla riqualificazione dell'operazione in cessione d'azienda, determinerebbe una maggiore imposta di registro per circa 9,5 milioni oltre sanzioni.

ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. risulterebbe obbligata in solido al pagamento della citata imposta di registro quale incorporante nel corso del 2013 dei due soci UK delle 16 LLPs UK (ovvero le due LTDs UK).

Con riferimento al citato PVC, in data 14 dicembre 2015 è stato notificato ad ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. da parte dell'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale 3 di Roma un avviso di liquidazione dell'imposta di registro ed irrogazione di sanzioni.

Le maggiori imposte richieste ammontano a 9,5 milioni, più interessi (per 0,9 milioni) e sanzioni (per 11,4 milioni), per complessivi 21,8 milioni.

Contro il citato avviso di liquidazione, ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, in data 10 febbraio 2016 ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. ha proposto ricorso.

Il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito. Si precisa, peraltro, che a fronte della contestazione in argomento ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) ha attivato le garanzie di cui al Share and Purchase Agreement stipulato con Engie (già Gaz de France Suez) in concomitanza dell'acquisizione del Gruppo ERG Wind. Engie ha confermato che la contestazione possa essere considerata come "Seller Driven Matter".

## ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

### NOTA 26 - RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Ricavi delle vendite	533.174	526.174
Ricavi delle prestazioni	5.099	4.003
<b>Totale</b>	<b>538.273</b>	<b>530.177</b>

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

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Settore Eolico	231.703	244.455
Settore Termoelettrico	230.480	224.317
Settore Idroelettrico	75.527	60.675
Corporate	561	730
<b>Totale</b>	<b>538.273</b>	<b>530.177</b>

I **ricavi delle vendite** sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di **energia elettrica** prodotta da impianti eolici, termoelettrici e, a partire dal dicembre 2015, da impianti idroelettrici, nonché da vendite su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo e a clienti tramite contratti bilaterali.

In particolare l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC).

Si segnalano infine le vendite di acque e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo;

- dagli **incentivi** relativi alla produzione nel semestre dei parchi eolici in funzione e delle centrali idroelettriche di ERG Hydro. La valorizzazione degli incentivi in Italia è stata calcolata al prezzo di 107,3 Euro/MWh determinato sulla base del presunto valore di realizzo. In riferimento alla disciplina normativa degli incentivi si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Criteri di redazione**.

Per un maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella **Relazione Intermedia sulla Gestione** del presente documento.

Il dettaglio dei ricavi delle vendite è il seguente:

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Vendite a terzi	527.721	5.055
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	5.453	521.119
<b>Totale</b>	<b>533.174</b>	<b>526.174</b>

## NOTA 27 - ALTRI RICAVI E PROVENTI

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Indennizzi	239	410
Recuperi di spese	166	199
Plusvalenze da alienazioni	-	1
Sopravvenienze attive	27	1.236
Altri ricavi	4.306	6.268
<b>Totale</b>	<b>4.738</b>	<b>8.114</b>

Si segnala che la voce comprende principalmente riaddebiti minori verso terzi, contribuiti in conto esercizio e i riaddebiti a società del Gruppo non consolidate integralmente.

## NOTA 28 - VARIAZIONI DELLE RIMANENZE MATERIE PRIME

La variazione delle rimanenze di materie prime, relative a parti di ricambio iscritte al minore tra il costo determinato con il metodo del costo medio ponderato e il valore di mercato, è pari a -24 migliaia di Euro (1.867 migliaia nel primo semestre 2016).

## NOTA 29 - COSTI PER ACQUISTI

Il valore relativo al primo semestre 2017 ammonta a 172 milioni di Euro (133 milioni nel primo semestre 2016) e sono relativi principalmente all'acquisto di energia elettrica dal GME e di gas da Edison e da Gazprom S.p.A. L'incremento è legato principalmente ai maggiori costi per acquisti di gas e di energia elettrica.

## NOTA 30 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Costi per servizi	57.131	79.342
Affitti passivi, canoni e noleggi	14.751	15.592
Svalutazioni dei crediti	384	-
Accantonamenti per rischi ed oneri	1.429	1.418
Imposte e tasse	5.636	3.646
Altri costi di gestione	1.782	4.091
<b>Totale</b>	<b>81.114</b>	<b>104.089</b>

I **costi per servizi** sono così composti:

	<b>1° sem. 2017</b>	<b>1° sem. 2016</b>
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	7.199	16.121
Manutenzioni e riparazioni	12.386	15.197
Utenze e somministrazioni	2.464	3.624
Assicurazioni	4.489	4.988
Consulenze	6.248	8.819
Pubblicità e promozioni	749	568
Altri servizi	23.597	30.025
<b>Totale</b>	<b>57.131</b>	<b>79.342</b>

- I **costi commerciali, di distribuzione e trasporto** si riferiscono ad oneri accessori alla distribuzione di energia elettrica. Il decremento è principalmente riconducibile al decremento dei volumi somministrati di energia elettrica a clienti finali allacciati ai punti di interconnessione della rete nazionale.
- La voce **manutenzioni e riparazioni** comprende principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica.
- Gli **altri servizi** riguardano gli emolumenti ad Amministratori e Sindaci, i costi relativi ai servizi forniti dalla società consortile Priolo Servizi all'impianto CCGT di ERG Power nel sito industriale di Priolo Gargallo (pari a 5 milioni), spese bancarie, spese generali e costi accessori al personale.

Le **imposte e tasse** riguardano principalmente le imposte municipali sull'impianto CCGT di ERG Power e sui parchi eolici, l'IVA indetraibile per attività finanziaria di ERG S.p.A. e le altre imposte e tasse.

## NOTA 31 - COSTI DEL LAVORO

	<b>1° sem. 2017</b>	<b>1° sem. 2016</b>
Salari e stipendi	21.798	22.200
Oneri sociali	6.601	6.560
Trattamento di fine rapporto	1.401	1.348
Altri costi del personale	2.018	1.866
<b>Totale</b>	<b>31.817</b>	<b>31.974</b>

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

La voce risulta in linea con il periodo posto in comparazione.

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

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Dirigenti	39	42
Quadri	162	163
Impiegati	342	342
Operai - Intermedi	173	167
<b>Totale</b>	<b>716</b>	<b>713</b>

Al 30 giugno 2017 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 717 unità.

## NOTA 32 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	24.466	32.892
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	101.142	95.482
Svalutazione immobilizzazioni	-	302
<b>Totale</b>	<b>125.608</b>	<b>128.676</b>

Il decremento del valore degli ammortamenti è principalmente riconducibile alla fine della vita utile di alcune componenti impiantistiche relative ai parchi eolici francesi.

## NOTA 33 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
<b>Proventi</b>		
Differenze cambio attive	32	1.146
Interessi attivi bancari	1.985	1.261
Altri proventi finanziari	9.422	9.940
	<b>11.438</b>	<b>12.347</b>
<b>Oneri</b>		
Differenze cambio passive	(123)	(665)
Interessi passivi bancari a breve termine	(5)	(4.142)
Interessi passivi bancari a medio-lungo termine	(14.663)	(21.528)
Altri oneri finanziari	(30.672)	(31.981)
	<b>(45.463)</b>	<b>(58.316)</b>
<b>Totale</b>	<b>(34.025)</b>	<b>(45.969)</b>

Il decremento degli interessi passivi bancari rispetto al 1° semestre 2016 è riconducibile principalmente alla riduzione del debito a medio-lungo termine residuo.

Gli altri proventi ed oneri finanziari si riferiscono principalmente ai risultati degli strumenti derivati; gli altri oneri finanziari comprendono inoltre il reversal pro quota a conto economico della valutazione al fair value del finanziamento in capo ad ERG Wind Investments Ltd., rettificato in diminuzione per 159 milioni di Euro al momento dell'acquisizione

in quanto originariamente stipulato a condizioni più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione.

## NOTA 34 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi ed oneri da partecipazioni pari a -43 migliaia di Euro (409 migliaia nel primo semestre 2016 post IFRS 5) comprendono principalmente un conguaglio negativo relativo all'acquisto di una partecipazione, parzialmente compensato dalla quota di pertinenza del Gruppo relativa al risultato della Priolo Servizi.

## NOTA 35 - IMPOSTE SUL REDDITO

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Imposte correnti sul reddito	28.449	29.569
Imposte esercizi precedenti	846	619
Imposte differite e anticipate	(3.237)	(972)
<b>Totale</b>	<b>26.058</b>	<b>29.216</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.

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 12,9 milioni di Euro (19,4 milioni nel primo semestre 2016) calcolate sul fair value degli strumenti derivati contabilizzati secondo la regola del cash flow hedge.

Si ricorda che, come già riportato precedentemente, la Legge n. 208 del 28 dicembre 2015 (Legge di Stabilità per il 2016) ha previsto la riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a decorrere dal 1° gennaio 2017. Si segnala quindi che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte anticipate è pari all'aliquota nominale IRES del 24% maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP.

Si precisa che a seguito della conversione del D.L. n. 50 del 24 aprile 2017 ("Disposizioni urgenti in materia finanziaria, iniziative a favore degli enti territoriali, ulteriori interventi in favore delle zone colpite da eventi sismici e misure per lo sviluppo"), relativamente all'istituto dell'A.C.E. (Aiuto Crescita Economica), per il periodo d'imposta 2017 l'aliquota per il calcolo del rendimento nozionale dell'incremento del capitale proprio è stata fissata nella misura dell'1,6% (anziché del 4,75% del periodo d'imposta precedente).

## NOTA 36 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Come già precedentemente commentato 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.

A seguito del profondo processo di riorganizzazione che ha interessato il Gruppo negli ultimi anni tale partecipazione non è più considerata parte del core business del Gruppo.

A partire dalla presente Relazione la partecipazione è esposta nelle "Attività destinate ad essere cedute", secondo quanto previsto dall'IFRS 5, in considerazione dell'avanzato processo di vendita della partecipazione in TotalErg S.p.A.. Alla riga "Risultato netto attività destinate ad essere cedute" sono stati classificati i risultati del primo semestre 2017 e del primo semestre 2016 derivanti dalla valutazione ad equity della partecipazione.

## Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico

<b>IRES</b>	
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>110.475</b>
<b>IRES teorica 24%</b>	<b>26.514</b>
Impatto delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	(2.980)
Impatto delle variazioni fiscali permanenti	(4.373)
<b>IRES corrente, differita e anticipata</b>	<b>19.160</b>
<b>IRAP</b>	
Risultato operativo	132.590
Svalutazione crediti	–
<b>Totale</b>	<b>132.590</b>
<b>IRAP teorica 5%</b>	<b>6.629</b>
Effetto aliquota IRAP maggiorata per alcune società	912
Impatto delle variazioni fiscali permanenti e delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	(1.490)
<b>IRAP corrente, differita e anticipata</b>	<b>6.051</b>
<b>Totale imposte teoriche</b>	<b>33.143</b>
<b>Totale IRES e IRAP a bilancio</b>	<b>25.212</b>
<b>Imposte esercizio precedente</b>	<b>846</b>
<b>Imposte sostitutive</b>	<b>–</b>
<b>TOTALE IMPOSTE A BILANCIO</b>	<b>26.058</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 non tiene già conto delle riclassifiche ai fini IFRS 5.



## NOTA 37 - POSTE NON RICORRENTI

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2017		1° semestre 2016	
Ricavi della gestione caratteristica		-		-
Altri ricavi		-		-
Costi per acquisti		-		-
Variazioni delle rimanenze		-		-
Costi per servizi ed altri costi		-	1)	(932)
Costi del lavoro		-	2)	(1.159)
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		-		-
Proventi (oneri) finanziari netti		-	3)	(7.672)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		-		-
Imposte sul reddito		-	4)	1.759
<b>Risultato netto poste non ricorrenti attività continue</b>		-		<b>(8.004)</b>
<b>Risultato netto poste non ricorrenti attività destinate ad essere cedute</b>	1)	<b>(2.855)</b>	5)	<b>5.690</b>
<b>Risultato netto poste non ricorrenti</b>		<b>(2.855)</b>		<b>(2.314)</b>
<b>Risultato di azionisti terzi</b>		-	6)	<b>491</b>
<b>Risultato netto poste non ricorrenti competenza del Gruppo</b>		<b>(2.855)</b>		<b>(1.823)</b>

### Primo semestre 2017

- 1) il risultato netto poste non ricorrenti attività destinate ad essere cedute si riferiscono all'effetto prezzo sul magazzino commodity della joint venture TotalErg.

### Primo semestre 2016

- 1) i costi per servizi ed altri costi si riferiscono ad oneri per operazioni straordinarie;
- 2) i costi del lavoro alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2016;
- 3) gli oneri finanziari netti principalmente alla chiusura anticipata del project financing di Corni Eolian;
- 4) le imposte sul reddito all'effetto imposte dei sopra menzionati effetti;
- 5) il risultato netto poste non ricorrenti attività destinate ad essere cedute all'effetto prezzo sul magazzino commodity della joint venture TotalErg;
- 6) il risultato di azionisti terzi alla quota di competenza degli azionisti terzi delle poste non ricorrenti relative al Gruppo ERG Renew.

## NOTA 38 - PARTI CORRELATE

Per completezza di informazione i valori economici sotto riportati non tengono conto delle riclassifiche richieste dal IFRS 5 e sono quindi comprensivi anche degli importi indicati alla riga "Risultato netto di attività e passività cedute".

### Stato Patrimoniale

	Altre attività finanziarie non correnti	Crediti commerciali	Altri crediti e attività correnti	Debiti commerciali	Altre passività correnti	Attività finanziarie correnti	Passività finanziarie correnti
Priolo Servizi S.C.p..A.		1.203	-	-	-	-	-
TotalErg S.p.A.		136	48.023	57	3.375	-	-
ISAB Energy Solare S.r.l.	271	5	-	-	-	90	-
San Quirico S.p.A.		-	1.409	-	-	-	-
ERG Petroleos S.A.		-	-	-	-	8.490	-
Evisaharan Wind Farm Ltd.	521						
WP France 6	1.063						
Altre		33	-	-	-	12	29
<b>Totale</b>	<b>1.855</b>	<b>1.378</b>	<b>49.432</b>	<b>57</b>	<b>3.375</b>	<b>8.592</b>	<b>29</b>
<i>% di incidenza sulla voce totale</i>	5%	0%	35%	0%	3%	8%	0%

### Conto Economico

	Ricavi della gestione caratteristica	Altri ricavi e proventi	Costi per acquisti	Costi per servizi e altri costi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Priolo Servizi S.C.p..A.	5.636	-	-	(5.408)	-	-
TotalErg S.p.A.	477	257	(101)	(2)	17	-
ISAB Energy Solare S.r.l.	3	16	-	-	-	5
San Quirico S.p.A.	-	-	-	-	-	-
ERG Petroleos S.A.	-	-	-	-	-	-
Fondazione Edoardo Garrone	-	-	-	(100)	-	-
Altre	-	-	-	(222)	-	-
<b>Totale</b>	<b>6.117</b>	<b>272</b>	<b>(101)</b>	<b>(5.732)</b>	<b>17</b>	<b>5</b>
<i>% di incidenza sulla voce totale</i>	1%	6%	0%	7%	0%	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 evidenzia che ERG S.p.A. ha rinnovato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale per il triennio 2017-2019, con tacito rinnovo al termine di ogni triennio per un ulteriore triennio, con le società controllate (anche indirettamente) Totalgaz Italia S.r.l., Eridis S.r.l., Raffineria di Roma S.p.A., ERG Eolica Adriatica S.r.l., ERG Eolica Basilicata S.r.l., ERG Eolica Calabria S.r.l., ERG Eolica San Ciro S.r.l. e ERG Eolica Ginestra S.r.l.

Nei costi per servizi sono altresì indicati 0,2 milioni relativi all'emolumento per la carica di Presidente esecutivo ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

Si segnala inoltre che nel mese di giugno 2017 sono stati corrisposti alla Fondazione Edoardo Garrone 100 migliaia di Euro quale contributo per l'anno 2017.

## NOTA 39 - RISULTATO NETTO PER AZIONE

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

	1° sem. 2017	1° sem. 2016
Risultato netto di competenza del Gruppo <sup>(1)</sup>	84.417	72.503
Numero medio di azioni in circolazione <sup>(2)</sup>	148.816.800	142.804.000
Risultato netto attività continue per azione <sup>(2)</sup>	0,487	0,529
Risultato netto attività continue per azione diluito <sup>(2)</sup>	0,487	0,529

(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 40 - INFORMATIVA PER SETTORE DI ATTIVITÀ

L'informativa per settore di attività ed area geografica viene presentata secondo quanto richiesto dallo IFRS 8 - Operating segments.

I risultati a valori correnti sono indicatori non definiti nei Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS). Il Management ritiene che tali indicatori siano parametri importanti per misurare l'andamento economico del Gruppo ERG.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei singoli business i risultati economici sono esposti a valori correnti delle poste non caratteristiche.

### INFORMATIVA PER SETTORE DI ATTIVITÀ

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idro-elettrico	Corporate	Totale valori correnti	Poste in riconciliazione	Totale reported	Discontinued operations	Totale attività continue
<b>1° SEMESTRE 2017</b>									
Ricavi totali	232	230	76	20	558				
Ricavi infrasettori	-	-	-	(20)	(20)				
<b>Ricavi netti della gestione caratteristica</b>	<b>232</b>	<b>230</b>	<b>76</b>	<b>1</b>	<b>538</b>	<b>-</b>	<b>538</b>	<b>-</b>	<b>538</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>170</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	<b>(6)</b>	<b>258</b>	<b>-</b>	<b>258</b>	<b>-</b>	<b>258</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(79)	(16)	(29)	(1)	(126)	-	(126)	-	(126)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>91</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>(7)</b>	<b>133</b>	<b>-</b>	<b>133</b>	<b>-</b>	<b>133</b>
Investimenti in attività immobilizzate	20	4	1	1	26	-	26	-	26

### INFORMATIVA PER AREA GEOGRAFICA

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idro-elettrico	Corporate	Totale valori correnti	Poste in riconciliazione	Totale reported	Discontinued operations	Totale attività continue
<b>1° SEMESTRE 2016</b>									
Ricavi totali	244	228	61	16	549				
Ricavi infrasettori	-	(3)	-	(15)	(18)				
<b>Ricavi netti della gestione caratteristica</b>	<b>244</b>	<b>225</b>	<b>61</b>	<b>1</b>	<b>530</b>		<b>530</b>		<b>530</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>187</b>	<b>52</b>	<b>41</b>	<b>(6)</b>	<b>273</b>	<b>(2)</b>	<b>271</b>	<b>1</b>	<b>272</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(83)	(15)	(29)	(1)	(129)	-	(129)	-	(129)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>104</b>	<b>37</b>	<b>12</b>	<b>(7)</b>	<b>145</b>	<b>(2)</b>	<b>143</b>	<b>1</b>	<b>144</b>
Investimenti in attività immobilizzate	13	4	1	1	19	-	19	-	19

## Informativa per area geografica

(Milioni di Euro)	Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	UK	Totale valori correnti
<b>1° SEMESTRE 2017</b>								
Ricavi della gestione caratteristica	474,4	23,1	17,5	5,4	7,1	10,8	-	538,3
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>220,2</b>	<b>15,3</b>	<b>11,6</b>	<b>1,5</b>	<b>4,1</b>	<b>5,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>258,2</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(97,7)	(10,7)	(9,5)	(2,9)	(2,1)	(2,7)	-	(125,6)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>122,5</b>	<b>4,7</b>	<b>2,1</b>	<b>(1,4)</b>	<b>1,9</b>	<b>2,8</b>	<b>(0,1)</b>	<b>132,6</b>
<b>Investimenti in attività immobilizzate</b>	<b>7,6</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>1,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17,4</b>	<b>26,3</b>

(Milioni di Euro)	Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	UK	Totale valori correnti
<b>1° SEMESTRE 2016</b>								
Ricavi della gestione caratteristica	311,2	45,5	26,1	9,7	12,5	17,8	(0,0)	422,8
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>235,5</b>	<b>31,8</b>	<b>18,2</b>	<b>5,7</b>	<b>8,1</b>	<b>8,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>307,6</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(105,0)	(25,1)	(14,8)	(6,4)	(4,2)	(5,4)	(0,0)	(160,9)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>130,4</b>	<b>6,8</b>	<b>3,4</b>	<b>(0,7)</b>	<b>3,9</b>	<b>3,1</b>	<b>(0,1)</b>	<b>146,8</b>
<b>Investimenti in attività immobilizzate</b>	<b>9,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8,9</b>	<b>18,6</b>

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 41 - DIVIDENDI

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2017 (74,4 milioni di Euro) e nel primo semestre 2016 (142,8 milioni di Euro) deliberati in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'anno precedente corrispondono rispettivamente a 0,50 Euro e 1,00 Euro (di cui 0,50 componente non ricorrente) per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco cedola.

## NOTA 42 - STRUMENTI FINANZIARI

30.06.2017	FVTPL <sup>(1)</sup>	L&R <sup>(2)</sup>	AFS <sup>(3)</sup>	Derivati di copertura	Altre passività	Totale	di cui non corrente	Fair value
Partecipazioni	-	-	491	-	-	491	-	-
Crediti finanziari	-	40.469	-	-	-	40.469	40.469	-
Strumenti derivati	-	-	-	18.778	-	18.778	-	18.778
Crediti commerciali	-	292.846	-	-	-	292.846	-	-
Titoli finanziari nel circolante	-	-	80.137	-	-	80.137	-	-
Altri crediti	-	329.019	-	-	-	329.019	188.937	-
Disponibilità liquide	-	417.008	-	-	-	417.008	-	417.008
<b>Totale attività</b>	-	<b>1.079.342</b>	<b>80.628</b>	<b>18.778</b>	-	<b>1.178.748</b>	<b>229.406</b>	<b>435.786</b>
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	669.435	669.435	669.435	-
Project Financing no recourse	-	-	-	-	1.206.454	1.206.454	1.051.571	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	41.271	41.271	-	-
Debiti finanziari	-	-	-	-	1.875	1.875	-	-
Strumenti derivati	-	-	-	120.527	-	120.527	120.233	120.527
Debiti commerciali	-	-	-	-	104.310	104.310	-	-
Altri debiti	-	-	-	-	108.712	108.712	38.175	108.712
<b>Totale passività</b>	-	-	-	<b>120.527</b>	<b>2.132.056</b>	<b>2.252.583</b>	<b>1.879.415</b>	<b>229.238</b>
<b>31.12.2016</b>	<b>FVTPL <sup>(1)</sup></b>	<b>L&amp;R <sup>(2)</sup></b>	<b>AFS <sup>(3)</sup></b>	<b>Derivati di copertura</b>	<b>Altre passività</b>	<b>Totale</b>	<b>di cui non corrente</b>	<b>Fair value</b>
Partecipazioni	-	-	491	-	-	491	-	-
Crediti finanziari	-	39.099	-	-	-	39.099	39.099	-
Strumenti derivati	-	-	-	18.526	-	25	667	17.859
Crediti commerciali	-	292.978	-	-	-	292.978	-	-
Titoli finanziari nel circolante	-	-	80.137	-	-	80.137	-	-
Altri crediti	-	309.781	-	-	-	309.781	205.344	-
Disponibilità liquide	-	427.195	-	-	-	427.195	-	427.195
<b>Totale attività</b>	-	<b>1.069.054</b>	<b>80.628</b>	<b>18.526</b>	-	<b>1.168.208</b>	<b>245.110</b>	<b>445.055</b>
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	668.439	668.439	668.439	-
Project Financing no recourse	-	-	-	-	1.275.580	1.275.580	1.123.674	-
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	2.270	2.270	-	-
Debiti finanziari	-	-	-	-	4.675	4.675	-	-
Strumenti derivati	-	-	-	142.194	-	142.194	141.947	142.194
Debiti commerciali	-	-	-	-	152.680	152.680	-	-
Altri debiti	-	-	-	-	101.218	101.218	37.153	101.218
<b>Totale passività</b>	-	-	-	<b>142.194</b>	<b>2.204.863</b>	<b>2.347.057</b>	<b>1.971.213</b>	<b>243.412</b>

(1) FVTPL: fair value through profit or loss

(2) L&amp;R: Loans and receivables

(3) AFS: Available for sale financial investments

La tabella seguente mostra un'analisi degli strumenti finanziari derivati valutati al fair value, raggruppati in Livelli da 1 a 3 basati sul grado di osservabilità del fair value:

- livello 1, il fair value è determinato da prezzi quotati in mercati attivi;
- livello 2 il fair value è determinato tramite tecniche di valutazione che si basano su variabili che sono direttamente (o indirettamente) osservabili sul mercato;
- livello 3 il fair value è determinato tramite tecniche di valutazione che si basano su significative variabili non osservabili sul mercato.

	Livello 1	Livello 2	Livello 3
<b>Attività finanziarie</b>			
- FVTPL	-	-	-
- AFS	-	-	-
- Derivati di copertura	18.444	334	-
<b>Totale</b>	<b>18.444</b>	<b>334</b>	<b>-</b>
<b>Passività finanziarie</b>			
- FVTPL	-	-	-
- Derivati di copertura	-	120.527	-
<b>Totale</b>	<b>-</b>	<b>120.527</b>	<b>-</b>

Il Gruppo non ha alcuno strumento finanziario classificabile nel livello 3.

Gli strumenti finanziari classificati nel livello 1 sono relativi a commodities (energia elettrica e gas), il cui valore è quotato giornalmente.

Sono classificati nel livello 2 gli strumenti finanziari su tassi di interesse; al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione, di cui viene indicato un riepilogo nella tabella sottostante:

Tipologia	Strumento	Modello di pricing	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
<b>Derivati su tasso di interesse</b>	Interest Rate Swap	Discounted Cash Flow	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	- Reuters	Level 2
	Interest Rate Option (Cap, Floor)	Black & Scholes	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap - Volatilità implicita tassi	- Reuters - Reuters	Level 2
<b>Derivati su cambio</b>	FX Forward	Discounted Cash Flow	- Curve zero coupon delle divise di riferimento - Cambi spot BCE	- Reuters	Level 2
	FX Option	- Black & Scholes - Edgeworth Expansion - Monte Carlo, Simulation	- Curve zero coupon delle divise di riferimento - Cambi spot BCE - Volatilità implicite dei tassi di cambio	- Reuters	Level 2
<b>Derivati su commodity</b>	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	- Platts	Level 2
	- Grezzi		- Prezzi forward quotati su mercati OTC	- Reuters	
	- Prodotti petroliferi		- Prezzi forward derivati (i.e. regressione lineare) da prezzi OTC		
	- Crack spread		- Curve zero coupon su Euro e Dollaro		
	- Formule gas		- Cambi spot BCE		
	Commodity Future	Strumento quotato		- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	- EEX via Reuters
Contract for Difference (CfD)	Discounted Cash Flow		- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	- EEX via Reuters - Reuters	Level 2

## 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 2016.

### Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio prezzo commodities e di tasso di interesse, al 30 giugno 2017 sono i seguenti:

Tipologia	Rischio coperto	Nozionale di riferimento		Fair Value al 30.06.2017
<b>Strumenti in Cash Flow Hedge</b>				<b>(Migliaia di Euro)</b>
<b>A</b> Interest Rate Swap e Interest Rate Cap	Rischio economico tasso di interesse	1.327	milioni di Euro	(120.233)
<b>A</b> Interest Rate Swap e Interest Rate Cap	Rischio economico tasso di interesse	235	milioni di Euro	850
<b>B</b> Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	253	migliaia di MWh	(106)
<b>C</b> Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	298	migliaia di MWh	(1.011)
<b>Totale strumenti in Cash Flow Hedge</b>				<b>(120.501)</b>
<b>Strumenti non Hedge Accounting</b>				
<b>D</b> CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	81	migliaia di MWh	157
<b>E</b> Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	193	migliaia di MWh	(92)
<b>Totale strumenti non Hedge Accounting</b>				<b>65</b>
<b>TOTALE STRUMENTI DERIVATI GRUPPO ERG</b>				<b>(120.436)</b>

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

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;
- società del settore rinnovabili.

Al 30 giugno 2017 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 119,4 milioni di Euro. 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 2017 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 0,1 milioni di Euro.

**C** Futures copertura rischio prezzo energia elettrica

Contratto a termine con cui due parti si accordano a scambiare in una data futura una certa attività a un prezzo fissato al momento della conclusione del contratto.

Al 30 giugno 2017 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 1,0 milioni di Euro.

**D** CFD 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 2017 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 0,2 milioni di Euro.

**E** Futures copertura rischio prezzo energia elettrica

Contratto a termine con cui due parti si accordano a scambiare in una data futura una certa attività a un prezzo fissato al momento della conclusione del contratto.

Al 30 giugno 2017 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 0,1 milioni di Euro.



## 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 9 agosto 2017 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, 9 agosto 2017

per il Consiglio di Amministrazione

il Presidente

Edoardo Garrone

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Edoardo Garrone', written over a horizontal line.

# 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 applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2017.
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 2017 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 al 30 giugno 2017:
    - 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, 9 agosto 2017

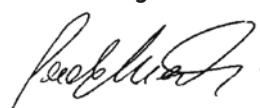
l'Amministratore Delegato

**Luca Bettonte**



il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari

**Paolo Luigi Merli**



# RELAZIONE DI REVISIONE LIMITATA DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

## Deloitte.

Deloitte & Touche S.p.A.  
Via Petrarca, 2  
16121 Genova  
Italia

Tel: +39 010 5317011  
Fax: +39 010 5317022  
www.deloitte.it

### 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 2017. 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 2017 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, 9 agosto 2017

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano | Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.  
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239 | Partita IVA: IT 03049560166

Il nome Deloitte si riferisce a una o più delle seguenti entità: Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una società inglese a responsabilità limitata ("DTTL"), le member firm aderenti al suo network e le entità a esse correlate. DTTL e ciascuna delle sue member firm sono entità giuridicamente separate e indipendenti tra loro. DTTL (denominata anche "Deloitte Global") non fornisce servizi ai clienti. Si invita a leggere l'informativa completa relativa alla descrizione della struttura legale di Deloitte Touche Tohmatsu Limited e delle sue member firm all'indirizzo [www.deloitte.com/about](http://www.deloitte.com/about).

© Deloitte & Touche S.p.A.



## **ERG S.P.A.**

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

---

## **SEDE LEGALE**

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

ERG S.p.A. - Agosto 2017

Questa pubblicazione è presente in formato pdf sul sito  
[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

Redazione: Direzione Amministrazione  
[amministrazione@erg.eu](mailto:amministrazione@erg.eu)

A cura di Comunicazione e Corporate Image  
[immagine@erg.eu](mailto:immagine@erg.eu)

[WWW.ERG.EU](http://WWW.ERG.EU)

