



# SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-3-2017	Data/Ora Ricezione 10 Marzo 2017 07:45:07	MTA
---	---	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 86025

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN02 - Scollo

Tipologia : IRCG 06; IRAG 01; IROS 09

Data/Ora Ricezione : 10 Marzo 2017 07:45:07

Data/Ora Inizio : 10 Marzo 2017 08:00:07

Diffusione presunta

Oggetto : Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31/12/16

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31 dicembre 2016**

**MOL consolidato a valori correnti<sup>1</sup>: 455 milioni di Euro, 350 milioni nel 2015**  
**Risultato netto di Gruppo a valori correnti<sup>2</sup>: 107 milioni di Euro, 96 milioni nel 2015**  
**Dividendo proposto Euro 0,50 per azione**

**Quarto trimestre 2016**

**MOL consolidato a valori correnti: 104 milioni di Euro, 86 milioni nel 4° Trimestre 2015**  
**Risultato netto di Gruppo a valori correnti: 24 milioni di Euro, 20 milioni nel 4° Trimestre 2015**

**Genova, 10 marzo 2017** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2016, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari e la relazione sulla remunerazione. Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha altresì approvato il progetto di bilancio al 31 dicembre 2016 dell'incorporata ERG Services S.p.A.

**Risultati finanziari consolidati a valori correnti**

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2016	2015	Var. %		2016	2015	Var. %
104	86	+22 %	<b>MOL</b>	455	350	+30 %
44	38	+17 %	<b>Risultato operativo netto</b>	202	179	+13 %
24	20	+19 %	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	107	96	+11 %

	31.12.16	31.12.15	Variazione
<b>Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)</b>	1.557	1.448	+ 109
<b>Leverage<sup>3</sup></b>	47%	46%	

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: “Il nuovo assetto industriale, diversificato tecnologicamente e geograficamente, ha permesso di ottenere risultati in forte crescita rispetto al 2015 e superiori alle *guidance* date al mercato ad inizio anno, nonostante la debolezza degli scenari energetici. L’indebitamento finanziario netto a fine anno è stato inferiore alle indicazioni date al mercato per la maggiore generazione di cassa operativa associata all’incasso, anticipato ed in misura superiore al previsto, di crediti pregressi pertinenti al Nucleo idroelettrico recentemente acquisito.

Nel corso del 2016 ci siamo concentrati sul consolidamento gestionale dei nuovi asset e sull’implementazione di un nuovo assetto organizzativo e societario più coerente con l’evoluzione del nostro modello di business, continuando al contempo nel nostro percorso di crescita, con 48 MW in costruzione in Irlanda del Nord in completamento entro l’anno e l’acquisizione di ulteriori 48 MW di parchi eolici operativi in Germania.

Per il 2017 ci aspettiamo un margine operativo lordo di 430 milioni di Euro, che riflette la scadenza di incentivi nell’eolico per circa 200 MW e il mutato contesto di scenario regolatorio e competitivo nel termoelettrico in Sicilia, come già previsto a Piano e parzialmente mitigato dal contributo dei nuovi parchi eolici e da risultati attesi in crescita per il nucleo idroelettrico.

L’indebitamento finanziario netto è atteso in riduzione a 1.450 milioni di Euro, inclusivo di investimenti attesi per 140 milioni di Euro, che tengono conto della recente acquisizione in Germania e della proposta di un dividendo pari a € 0,50 per azione.

<sup>1</sup> I risultati a valori correnti **non** includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche.

<sup>2</sup> Il risultato netto di Gruppo a valori correnti **non** include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate.

<sup>3</sup> Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il *project financing*) ed il capitale investito netto.

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 20 aprile 2017 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 21 aprile 2017 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a **0,50** Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 24 maggio 2017 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 22 maggio 2017 (*ex date*) e *record date* il 23 maggio 2017.

## **Premessa**

### **Variatione perimetro di business**

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

- **acquisizione di sei parchi eolici (63 MW) in Francia** dal gruppo Macquarie nel mese di luglio 2015 consolidati integralmente a partire dal 1° luglio 2015;
- **avvio del parco eolico di EW Orneta 2 (42 MW)** nel mese di luglio 2015;;
- **acquisizione del Nucleo idroelettrico integrato di Terni (527 MW)** da E.ON in data 30 novembre 2015, consolidato integralmente dal 1° dicembre 2015;
- **scioglimento della joint venture LUKERG Renew GmbH (50%)**, con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania (complessivi 20 MW addizionali), al 31 dicembre 2015;
- **avvio dei parchi eolici di Hydro Inwestycje e Blachy Pruszymsky in Polonia (40 MW)** ad inizio 2016;
- **acquisizione di undici parchi eolici in Francia (124 MW)** e di sei in Germania (82 MW) da Impax Asset Management Group nel primo trimestre 2016, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2016.

## **Quarto trimestre 2016**

### **Risultati finanziari consolidati**

Nel quarto trimestre 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono di 268 milioni di Euro, in crescita rispetto ai 231 milioni di Euro del quarto trimestre 2015.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti** nel periodo si attesta a 104 milioni di Euro, in aumento rispetto agli 86 milioni del quarto trimestre 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili (eolico):** il margine operativo lordo di 78 milioni di Euro è in crescita rispetto ai 52 milioni di Euro registrati nello stesso periodo del 2015 a causa dell'aumento dei risultati dei parchi eolici italiani per condizioni di ventosità significativamente superiori nel periodo, in particolare nei mesi di novembre e dicembre dove nel 2015 si erano registrati i minimi storici. Il risultato ha inoltre beneficiato del maggior contributo dei parchi esteri, principalmente grazie al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia;
- **Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico):** il margine operativo lordo di 32 milioni di Euro è in lieve diminuzione rispetto al quarto trimestre dell'anno precedente (37 milioni di Euro); il contributo del *business* idroelettrico per l'intero trimestre nel 2016 (25 milioni di Euro nel quarto trimestre 2016 rispetto agli 8 milioni di Euro nel solo mese di dicembre 2015) ha quasi interamente compensato i minori risultati riscontrati nel termoelettrico in un contesto di prezzi di mercato locale meno redditizio a seguito dell'avvio del cavo di interconnessione tra Sicilia e continente e della conseguente fine del periodo di reintegro costi ai sensi della normativa sulle unità essenziali per il sistema elettrico.

Il **risultato operativo netto consolidato a valori correnti** è di 44 milioni di Euro, in aumento rispetto ai 38 milioni di Euro del quarto trimestre 2015, dopo ammortamenti per 60 milioni di Euro (48 milioni di Euro nello stesso periodo del 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è di 24 milioni di Euro, in crescita rispetto ai 20 milioni di Euro del quarto trimestre 2015, a seguito dei maggiori risultati sopra commentati.

**Risultati finanziari consolidati**

Nel 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 1.025 milioni, in aumento rispetto ai 944 milioni del 2015, a seguito della significativa maggiore produzione in Italia, sia eolica che termoelettrica, dell'apporto della nuova capacità eolica operativa in Francia, Germania e Polonia, nonché del contributo del neo acquisito Nucleo idroelettrico. Le maggiori produzioni, complessivamente in crescita del 42%, hanno più che compensato la diminuzione media dei prezzi dell'energia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti** si attesta a 455 milioni, superiore rispetto ai 350 milioni registrati nel 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili (eolico):** margine operativo lordo pari a 308 milioni, in forte crescita rispetto all'esercizio precedente (254 milioni), sia in Italia che all'estero. In Italia grazie ad una maggiore ventosità e produzione che ha più che compensato un andamento dei prezzi decisamente inferiore. All'estero grazie al significativo aumento delle produzioni, dovuto al contributo dei nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia, in uno scenario prezzi anche in questo caso meno redditizio.
- **Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico):** margine operativo lordo di 161 milioni, superiore rispetto all'esercizio precedente (115 milioni) a seguito del contributo fornito dal neo acquisito Nucleo idroelettrico pari a 84 milioni, nonostante la ridotta idraulicità riscontrata nel periodo. Il risultato del termoelettrico, pari a 77 milioni, si mantiene su livelli elevati sebbene in diminuzione rispetto allo scorso esercizio (107 milioni), in conseguenza del mutato contesto di scenario in parte compensato dall'efficienza degli impianti, dall'incremento degli spark spread e dai risultati delle attività di Energy Management sia a copertura del margine di generazione che nell'ambito dei Servizi di Dispacciamento.

Si ricorda che dal 28 maggio 2016 l'impianto CCGT di ERG Power non è più stato assoggettato alla normativa vigente in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, e non beneficia più da tale data del relativo "corrispettivo di reintegro", riconosciuto a fronte dei vincoli imposti sulla modulazione dell'impianto (in vigore invece per l'intero esercizio 2015); inoltre, la marginalità dell'impianto risente dell'avvenuto raddoppio del cavidotto Sicilia-continente e del conseguente sostanziale allineamento del prezzo zonale Sicilia a quello storicamente e tendenzialmente più basso dell'area Sud.

Il **risultato operativo netto a valori correnti** è stato pari a 202 milioni (179 milioni nel 2015) dopo ammortamenti per 254 milioni (171 milioni nel 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 107 milioni, in incremento rispetto al risultato di 96 milioni del 2015, principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi nonostante i maggiori ammortamenti ed oneri finanziari del periodo conseguenti alle rilevanti acquisizioni fatte nel dicembre del 2015 e nei primi mesi del 2016.

Il **risultato netto di Gruppo**<sup>4</sup> è stato pari a 122 milioni (21 milioni nel 2015). Si ricorda che il risultato 2015 risentiva, rispetto al risultato netto di Gruppo a valori correnti, principalmente delle poste non ricorrenti e delle perdite sul valore di magazzino di TotalErg per effetto dei forti ribassi del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.557 milioni, in aumento di 109 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (292 milioni), per l'ingresso nel Regno Unito (14 milioni), per la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché per gli investimenti del periodo (60 milioni) e il pagamento delle imposte (14 milioni). L'elevato flusso di cassa operativo netto del periodo di oltre 400 milioni, ha significativamente compensato tali effetti; si segnala che nel periodo sono stati incassati circa 40 milioni di crediti pregressi inerenti a certificati verdi e corrispettivi per sottensioni di acque relativi al Nucleo idroelettrico di Terni, non rilevati a conto economico ma per 25 milioni a rettifica di Purchase Price Allocation, nell'ambito della relativa acquisizione.

---

<sup>4</sup> Include utili (perdite) su magazzino per 16 milioni (-22 milioni nel 2015) e poste non caratteristiche per -1 milione (-54 milioni nel 2015). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

## Investimenti

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2016	2015		2016	2015
<b>23</b>	<b>33</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>44</b>	<b>95</b>
23	33	Eolico	44	95
<b>5</b>	<b>3</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>13</b>	<b>9</b>
4	3	Termoelettrico	10	9
1	0	Idroelettrico	4	0
2	1	Corporate	3	2
<b>29</b>	<b>37</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTI</b>	<b>60</b>	<b>106</b>

Nel 2016 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 60 milioni (106 milioni nel 2015) di cui 56 milioni relativi ad immobilizzi materiali (101 milioni nel 2015) e 4 milioni ad immobilizzi immateriali (5 milioni nel 2015). Nel **quarto trimestre** dello stesso anno gli investimenti effettuati dal Gruppo sono stati di 29 milioni di Euro (37 milioni di Euro nello stesso periodo del 2015).

### Fonti Non Programmabili (eolico)

Gli investimenti del 2016 (44 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Renew a seguito dei lavori per la realizzazione del parco eolico in Irlanda del Nord per circa 36 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.

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

### Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico)

Gli investimenti del 2016 (13 milioni) si riferiscono ad ERG Power per 9 milioni e ad ERG Hydro per circa 4 milioni, che hanno 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.

## Dati operativi

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A., fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici (ERG Renew), termoelettrici (ERG Power) e, a partire da dicembre 2015, idroelettrici (ERG Hydro), nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

**Nel corso del 2016, le vendite totali di energia elettrica** sono risultate pari a 12,3 TWh (10,1 TWh nel 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,6 TWh (5,3 TWh nel 2015), di cui circa 1,3 TWh all'estero e 6,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,0% della domanda di energia elettrica in Italia (1,5% nel 2015).

**Nel corso del quarto trimestre 2016, le vendite totali di energia elettrica** sono state 3,2 TWh (2,7 TWh nello stesso periodo del 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,9 TWh, di cui circa 0,4 TWh all'estero e 1,5 TWh in Italia, pari a circa l'1,9% della domanda complessiva nazionale (1,5% nel 2015).

Nel 2016 la **produzione di energia elettrica delle Fonti Non Programmabili (eolico)** è stata pari a 3.501 GWh, in crescita rispetto al 2015 (2.614 GWh), con una produzione in aumento circa del 16% in Italia (da 1.910 GWh a 2.220 GWh) ed in crescita dell'82% all'estero (da 705 GWh a 1.281 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+311 GWh) è legato a condizioni anemologiche complessivamente migliori di quelle del 2015, in particolare in Campania, Puglia, Sicilia e Sardegna.

Si ricorda inoltre che la quasi totalità della produzione eolica in Italia nel 2016 e nel 2015 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde).

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento complessivo di 576 GWh è attribuibile principalmente al contributo dei nuovi parchi in Francia, Polonia e Germania, che ha più che compensato la minore produzione dei parchi già operativi. **Nel quarto trimestre 2016** la produzione di energia elettrica è stata di 870 GWh, in forte aumento rispetto al 2015 (604 GWh), con una produzione in aumento del 38% in Italia (da 368 GWh a 509 GWh) e del 53% all'estero (da 236 GWh a 361 GWh). L'aumento delle produzioni in Italia (+142 GWh) è dovuto a condizioni di vento nel complesso superiori a quelle del 2015, in particolare in Sicilia, Campania e Puglia dove ERG Renew è presente con circa il 60% della propria capacità installata. Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 125 GWh è attribuibile al contributo dei nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia.

**Nel corso del 2016 la produzione netta di energia elettrica delle Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico)** è stata di 4.051 GWh, in crescita rispetto al 2015 (2.716 GWh), grazie al contributo degli asset idroelettrici di **ERG Hydro** per l'intero anno (1.358 GWh nel 2016 rispetto ai 84 GWh del solo dicembre 2015) e alla produzione netta di energia elettrica di **ERG Power** (in crescita da 2.632 GWh a 2.693 GWh). **Nel quarto trimestre del 2016** la produzione netta di energia elettrica è stata di 990 GWh, in aumento per le stesse motivazioni sopra riportate rispetto ai circa 781 GWh del 2015.

### **Principali fatti avvenuti nel corso del 2016**

#### **EOLICO**

In data **2 febbraio 2016** ERG Renew ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. I parchi eolici sono entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania.

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

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. I parchi sono già interamente finanziati tramite project financing limited recourse. Il corrispettivo complessivo dell'equity è pari a 135 milioni di Euro.

In data **29 febbraio 2016** ERG Renew ha acquisito da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 47,5 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di circa 150 GWh all'anno, pari a circa 3.300 ore equivalenti e a circa 71 kt di emissioni di CO2 evitata.

ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e la costruzione sarà completata entro il terzo trimestre del 2017.

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di Euro) già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Il progetto soddisfa le condizioni per l'accreditamento ai vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal disegno di legge all'esame del Parlamento del Regno Unito.

Sulla base degli accordi al termine della costruzione e ottenuto l'accredito agli incentivi (NIRO) è prevista la possibilità che BWF sia ceduta a terzi. ERG Renew avrà il diritto di presentare un'offerta integrativa a TCI per mantenerne definitivamente la proprietà. Qualora tale offerta non fosse accettata e solo nel caso siano state ricevute e accettate offerte superiori da parte di terzi, si procederà alla cessione di BWF ed al successivo calcolo e ripartizione della plusvalenza sulla base dei meccanismi contrattuali concordati.

Con questa operazione ERG Renew entra nel mercato eolico del Regno Unito come previsto nel Piano Strategico ERG 2015-18 per mezzo di una struttura contrattuale innovativa e flessibile che consente di valorizzare le competenze industriali maturate e di ottimizzare la creazione di valore.

In data **13 aprile 2016** ERG Renew S.p.A. ha esercitato l'opzione call sul rimanente 20% del capitale della società ERG Wind Investments Ltd per un controvalore di 7,4 milioni di Euro (società già denominata IP Maestrale Investments Ltd, acquisita da International Power Consolidated Holdings all'80%, così come previsto dagli accordi sottoscritti con International Power Consolidated Holdings Ltd nel 2012).

In data **13 luglio 2016** Massimo Derchi, Amministratore Delegato di ERG Renew S.p.A. e Dirigente con responsabilità strategiche, ha rassegnato le dimissioni da tutte le cariche ricoperte per cogliere nuove opportunità professionali all'esterno del Gruppo ERG.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG Renew S.p.A., riunitosi in pari data, ha pertanto provveduto a

nominare Amministratore Delegato Luca Bettonte, già consigliere di ERG Renew S.p.A. dal 2008 ed attuale Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e a cooptare quale Consigliere di ERG Renew S.p.A. Pietro Tittoni, Dirigente con responsabilità strategiche, al quale è stato attribuito il ruolo di Direttore Generale.

In data **3 agosto 2016** ERG Wind France 1 SAS, società francese controllata da ERG Renew S.p.A., ha sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di non-recourse portfolio project finance per sei parchi eolici situati in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, di proprietà delle sue società controllate. I parchi, entrati in esercizio fra il 2005 e il 2008, sono stati acquisiti da ERG Renew il 27 luglio 2015 da Macquarie European Infrastructure Fund.

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

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 Operation & 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 sono decorsi **dal 1° gennaio 2017**.

## **CORPORATE**

In data **6 aprile 2016** ERG S.p.A. ha ceduto a Unicredit S.p.A. l'intera partecipazione detenuta in I-Faber S.p.A. (23%), società consolidata con il metodo del patrimonio netto, per un controvalore pari a 4,2 milioni di Euro, in linea con il valore di iscrizione nel Bilancio di ERG S.p.A..

In data **12 ottobre 2016** ERG ha sottoscritto e perfezionato un accordo con UniCredit avente ad oggetto la permuta di tutte le azioni già detenute da UniCredit in ERG Renew, pari a n. 7.692.308 e corrispondenti al 7,14% del relativo capitale sociale con n. 6.012.800 di azioni proprie ordinarie ERG corrispondenti al 4,00% della totalità delle azioni rappresentanti il capitale sociale di ERG. Il rapporto di scambio col quale è stata concordata la permuta è pari a circa 0,78 azioni ordinarie ERG per ciascuna azione ERG Renew, sulla base di un valore di 12,8 € attribuito a ciascuna azione ordinaria ERG.

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

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

Il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato in pari data l'operazione, e in particolare l'alienazione delle predette azioni proprie ordinarie ERG che presentavano un valore medio di carico pari a 6,88 Euro per azione nell'ambito dell'autorizzazione rilasciata dall'Assemblea degli Azionisti di ERG tenutasi il 3 maggio 2016.

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

In data **26 ottobre 2016** nel corso della presentazione del CDP Climate Leadership Awards, a Milano, ERG ha ricevuto l'Award come Best Newcomer Italy assegnato dal Carbon Disclosure Project (CDP), in collaborazione con Borsa Italiana, con una valutazione di ingresso B (in una scala che va da A a D).

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

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

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 di ERG in data **14 dicembre 2016**. L'atto di fusione è stato stipulato in data **21 dicembre 2016** e gli effetti della fusione sono decorsi **dal 1° gennaio 2017**.

In data **29 novembre 2016** ERG si è aggiudicata l'Oscar di Bilancio 2016 per la categoria "Società e Grandi Imprese". Il premio, promosso da FERPI (Federazione Relazioni Pubbliche Italiana), è stato ritirato dal Presidente Edoardo Garrone nel corso della cerimonia di premiazione che si è svolta a Milano nella sede di Borsa Italiana, sotto l'Alto Patronato del Presidente della Repubblica.

Fra le motivazioni che hanno permesso ad ERG di aggiudicarsi il prestigioso riconoscimento si legge che: "la

relazione di gestione illustra compiutamente la trasformazione da operatore industriale nel settore energetico a produttore indipendente di energia elettrica prodotta prevalentemente da fonti rinnovabili. I fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio sono illustrati chiaramente così come il capitolo dedicato ai rischi. Indicata chiaramente l'attuale struttura del Gruppo. Il Rapporto di Sostenibilità descrive nel dettaglio oltre alla responsabilità economica anche quella ambientale e sociale evidenziando anche opportuni dati e indicatori di performance tra cui quelli previsti dal GRI G4."

Il premio rappresenta per il Gruppo un'ulteriore conferma dell'efficacia del modello di rendicontazione adottato negli ultimi anni sia per quanto riguarda la Relazione Finanziaria Annuale che il Rapporto di Sostenibilità e attesta l'impegno nel rafforzamento della gestione integrata del rischio a garanzia di un'efficace operatività del business.

In data **12 dicembre 2016** ERG ha comunicato che, a partire dal **19 dicembre 2016**, la propria classificazione ICB (Industry Classification Benchmark) sarebbe variata da «Petrolio e Gas Naturale» («Oil & Gas») a «Servizi Pubblici» («Utilities»); in particolare rientrando nel sotto-settore «Elettricità Alternativa», passando quindi dall'indice FTSE Italia all-share «Oil & Gas» a quello «Utilities».

### ***Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del 2016***

Nell'ambito del Progetto "ONE Company", ERG Power Generation S.p.A. ha incorporato, con efficacia a decorrere dal **1 gennaio 2017**, ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. ed ERG Renew S.p.A. subentrando a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi delle società incorporate. In **data 12 gennaio 2017**, l'Assemblea degli Azionisti di ERG Power Generation S.p.A. ha nominato un nuovo Consiglio di Amministrazione – presieduto da Vittorio Garrone – che ha confermato, in pari data, Pietro Tittoni nella carica di Amministratore Delegato.

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 CO2 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 è previsto nel corso del secondo trimestre 2017, una volta ottenuta l'autorizzazione dall'Antitrust in Germania.

### ***Evoluzione prevedibile della gestione***

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

#### **Fonti Non Programmabili (eolico)**

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nell'eolico, grazie alla quale dal 2016 ha raggiunto 626 MW di potenza installata all'estero, pari al 37% dei 1.720 MW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire l'ottavo operatore eolico *on-shore* in Europa. 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 MW, con i quali ERG consolida la propria posizione a circa 216 MW, divenendo uno dei primi operatori eolici del paese. Il risultato operativo all'estero è previsto quindi in crescita grazie al contributo dei nuovi parchi parzialmente compensato da una previsione di minore ventosità, che già sconta gli andamenti di inizio anno, in particolare in Francia e Germania.

Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di 214 MW e della scarsa ventosità registrata ad inizio anno. 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 TSO negli esercizi precedenti con riferimento ai MW usciti dal sistema incentivante.

In generale il risultato operativo lordo complessivo dell'eolico è atteso quindi in leggera diminuzione.

#### **Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico)**

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.

- Nucleo idroelettrico: si prevedono risultati in crescita grazie al maggior prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento ed alle azioni di continuo efficientamento.
- Termoelettrico: si prevedono risultati in 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, fenomeno in parte mitigato 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 ci si attende un margine operativo lordo di circa 430 milioni di Euro nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nell'eolico in Italia e il venir meno del regime di reintegro costi delle unità essenziali sul Termoelettrico; tali effetti vengono in parte compensati dallo sviluppo di nuova capacità produttiva nell'eolico 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 portandolo a circa 1.450 milioni di Euro (1.557 nel 2016) nonostante nuovi investimenti previsti per circa 140 milioni, la distribuzione ordinaria del dividendo a 0,50 € per azione e il pagamento degli oneri finanziari.**

### ***Ulteriori informazioni***

#### **Acquisto e alienazione di azioni proprie, previa revoca della precedente autorizzazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 3 maggio 2016**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 30.064.000 azioni ordinarie, corrispondente al 20% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.

L'autorizzazione avrà una validità di dodici mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Le azioni proprie detenute dalla Società sono 1.503.200, il loro ammontare è pari al 1% del capitale, con un prezzo medio di carico di 6,9 Euro per azione. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di dodici mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

#### **Relazione sulla remunerazione**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza sulla Relazione sulla remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 9 marzo u.s.

#### **Compensi**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla determinazione dei compensi spettanti ai componenti il Consiglio di Amministrazione, il Comitato Controllo e Rischi e il

Comitato Nomine e Compensi per l'esercizio 2017 sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

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

*La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nella Relazione sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato a valori correnti.*

*Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Paolo Luigi Merli, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.*

*I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2016 saranno illustrati ad analisti e investitori il 10 marzo alle ore 11,00 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minuti prima della conference call.*

*Il presente comunicato stampa, emesso il 10 marzo 2017 alle ore 7,45 (CET), è a disposizione del pubblico presso Borsa Italiana S.p.A., sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) e sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa".*

*La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione e la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2017", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

#### **Contatti:**

**Sabina Alzona** Media Relations Manager - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 3401091311 – [salzona@erg.eu](mailto:salzona@erg.eu)

**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu)

**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## Sintesi dei risultati

4° trimestre			Anno	
2016	2015	(milioni di Euro)	2016	2015
<b>Principali dati economici</b>				
268	231	Ricavi della gestione caratteristica	1.025	944
<b>104</b>	<b>86</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>	<b>455</b>	<b>350</b>
<b>44</b>	<b>38</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>202</b>	<b>179</b>
30	(45)	Risultato netto	125	24
30	(45)	di cui Risultato netto di Gruppo	122	21
<b>24</b>	<b>20</b>	<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>107</b>	<b>96</b>
<b>Principali dati finanziari</b>				
<b>3.286</b>	<b>3.124</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.286</b>	<b>3.124</b>
1.729	1.676	Patrimonio netto	1.729	1.676
1.557	1.448	Indebitamento finanziario netto totale	1.557	1.448
1.276	1.285	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(2)</sup>	1.276	1.285
47%	46%	Leva finanziaria	47%	46%
<b>39%</b>	<b>37%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>44%</b>	<b>37%</b>
<b>Dati operativi</b>				
<b>1.720</b>	<b>1.506</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	MW	<b>1.720</b>
870	604	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	3.501
<b>480</b>	<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	MW	<b>480</b>
661	698	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	2.693
<b>527</b>	<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	MW	<b>527</b>
329	84	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di KWh	1.358
<b>3.163</b>	<b>2.674</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	milioni di KWh	<b>12.303</b>
29	37	Investimenti <sup>(3)</sup>	milioni di Euro	60
<b>715</b>	<b>666</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	Unità	<b>715</b>
<b>Indicatori di mercato</b>				
55,9	52,8	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) <sup>(4)</sup>	Euro/MWh	42,8
100,1	100,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	Euro/MWh	100,1
52,3	56,4	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	47,6
65,3	63,1	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	47,6
148,5	147,3	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	139,0
89,9	96,2	Feed In Tariff - Germania <sup>(5)</sup>	Euro/MWh	92,6
88,4	89,9	Feed In Tariff - Francia <sup>(5)</sup>	Euro/MWh	88,7
56,1	25,0	Feed In Tariff - Bulgaria <sup>(5)</sup>	Euro/MWh	84,0
34,7	38,6	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	33,4
8,1	25,6	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	10,8
26,9	29,7	Prezzo energia elettrica - Romania <sup>(6)</sup>	Euro/MWh	27,3
22,6	29,5	Prezzo certificato verde - Romania <sup>(7)</sup>	Euro/MWh	29,5

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

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

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

<sup>(1)</sup> non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate

<sup>(2)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il *fair value* dei relativi derivati a copertura dei tassi

<sup>(3)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Non comprendono gli investimenti *M&A* pari a 306 milioni di Euro nel 2016 e 1,1 miliardi di Euro nel 2015

<sup>(4)</sup> Prezzo Unico Nazionale

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

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

<sup>(7)</sup> prezzo riferito al valore unitario del certificato verde

## Sintesi dei risultati per settore

4° trimestre			Anno	
2016	2015		2016	2015
		(milioni di Euro)		
		<b>Ricavi della gestione caratteristica:</b>		
<b>107</b>	<b>75</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>423</b>	<b>345</b>
107	75	Eolico	423	345
<b>161</b>	<b>156</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>601</b>	<b>602</b>
126	145	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	479	592
35	11	Idroelettrico	122	11
<b>8</b>	<b>6</b>	<b>Corporate</b>	<b>32</b>	<b>22</b>
(8)	(6)	Ricavi infrasettori	(31)	(25)
<b>268</b>	<b>231</b>	<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>1.025</b>	<b>944</b>
		<b>Margine operativo lordo:</b>		
<b>78</b>	<b>52</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>308</b>	<b>254</b>
78	52	Eolico	308	254
<b>32</b>	<b>37</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>161</b>	<b>115</b>
7	29	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	77	107
25	8	Idroelettrico	84	8
<b>(5)</b>	<b>(3)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(13)</b>	<b>(19)</b>
<b>104</b>	<b>86</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>	<b>455</b>	<b>350</b>
		<b>Ammortamenti e svalutazioni:</b>		
<b>(38)</b>	<b>(35)</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>(163)</b>	<b>(134)</b>
(38)	(35)	Eolico	(163)	(134)
<b>(22)</b>	<b>(13)</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>(88)</b>	<b>(34)</b>
(8)	(8)	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	(30)	(30)
(14)	(5)	Idroelettrico	(58)	(5)
<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(3)</b>	<b>(3)</b>
<b>(60)</b>	<b>(48)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti</b>	<b>(254)</b>	<b>(171)</b>
		<b>Risultato operativo netto:</b>		
<b>39</b>	<b>17</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>145</b>	<b>120</b>
39	17	Eolico	145	120
<b>10</b>	<b>24</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>73</b>	<b>81</b>
(1)	21	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	47	78
11	3	Idroelettrico	26	3
<b>(6)</b>	<b>(3)</b>	<b>Corporate</b>	<b>(16)</b>	<b>(22)</b>
<b>44</b>	<b>38</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>202</b>	<b>179</b>
		<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:</b>		
<b>23</b>	<b>33</b>	<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>44</b>	<b>95</b>
23	33	Eolico	44	95
<b>5</b>	<b>3</b>	<b>Fonti Programmabili</b>	<b>13</b>	<b>9</b>
4	3	Termoelettrico	10	9
1	0	Idroelettrico	4	0
<b>2</b>	<b>1</b>	<b>Corporate</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>29</b>	<b>37</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>60</b>	<b>106</b>

<sup>(1)</sup> Include contributo Energy Management

## Conto economico riclassificato

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

4°trimestre		Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	Anno	
2016	2015		2016	2015
268,5	225,5	Ricavi della gestione caratteristica	1.025,5	920,3
4,7	9,4	Altri ricavi e proventi	16,3	16,3
<b>273,1</b>	<b>234,9</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.041,8</b>	<b>936,6</b>
(108,5)	(100,2)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(330,2)	(412,6)
(43,3)	(51,8)	Costi per servizi e altri costi operativi	(196,0)	(157,5)
(16,8)	(19,3)	Costi del lavoro	(62,3)	(58,2)
<b>104,5</b>	<b>63,7</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>453,3</b>	<b>308,3</b>
(60,4)	(46,3)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(253,7)	(163,0)
<b>44,1</b>	<b>17,4</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>199,6</b>	<b>145,2</b>
(19,9)	(14,4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(83,9)	(54,8)
9,7	(58,5)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	37,7	(54,2)
<b>33,9</b>	<b>(55,5)</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>153,5</b>	<b>36,2</b>
(3,4)	10,2	Imposte sul reddito	(28,7)	(12,6)
<b>30,5</b>	<b>(45,3)</b>	<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>124,9</b>	<b>23,7</b>
0,0	0,1	Risultato di azionisti terzi	(2,4)	(3,1)
<b>30,5</b>	<b>(45,2)</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>122,5</b>	<b>20,6</b>

---

## Stato patrimoniale riclassificato

<b>Stato Patrimoniale riclassificato</b>	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2015</b>
(milioni di Euro)		
Capitale immobilizzato	3.372,2	3.223,9
Capitale circolante operativo netto	160,2	202,1
Trattamento di fine rapporto	(6,7)	(5,5)
Altre attività	310,1	324,7
Altre passività	(549,5)	(621,1)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.286,3</b>	<b>3.124,2</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.729,1	1.626,0
Patrimonio netto di terzi	0,0	50,3
Indebitamento finanziario netto	1.557,2	1.447,9
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.286,3</b>	<b>3.124,2</b>

## Cash flow

4°trimestre			Anno	
2016	2015		2016	2015
		<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:</b>		
		(milioni di Euro)		
79,3	23,9	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato <sup>(1)</sup>	381,3	207,2
(5,5)	(17,6)	Pagamento di imposte sul reddito	(14,2)	(125,5)
71,9	59,8	Variazione circolante operativo netto	69,5	29,2
(2,2)	58,1	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(34,3)	81,2
<b>143,4</b>	<b>124,1</b>	<b>TOTALE</b>	<b>402,3</b>	<b>192,1</b>
		<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:</b>		
(27,9)	(45,6)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(55,9)	(113,2)
(5,5)	(0,5)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	(0,1)	(1,4)
0,0	0,0	Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	0,0	(0,5)
<b>(33,5)</b>	<b>(46,1)</b>	<b>Totale</b>	<b>(56,1)</b>	<b>(115,1)</b>
		<b>FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:</b>		
(0,0)	0,0	Dividendi distribuiti	(142,8)	(71,4)
10,1	(3,7)	Altre variazioni patrimonio <sup>(3)</sup>	(6,2)	5,2
<b>10,1</b>	<b>(3,7)</b>	<b>Totale</b>	<b>(149,0)</b>	<b>(66,2)</b>
<b>(0,3)</b>	<b>(1.051,4)</b>	<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO <sup>(2)</sup></b>	<b>(306,5)</b>	<b>(1.128,6)</b>
<b>119,8</b>	<b>(977,0)</b>	<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(109,3)</b>	<b>(1.117,8)</b>
<b>1.677,0</b>	<b>470,9</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE</b>	<b>1.447,9</b>	<b>330,1</b>
<b>(119,8)</b>	<b>977,0</b>	<b>VARIAZIONE DEL PERIODO</b>	<b>109,3</b>	<b>1.117,8</b>
<b>1.557,2</b>	<b>1.447,9</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE</b>	<b>1.557,2</b>	<b>1.447,9</b>

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

<sup>(2)</sup> la variazione dell'area di consolidamento nel 2016 si riferisce principalmente al consolidamento integrale delle società acquisite da Impax Asset Management.

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

---

## Indicatori alternativi di performance

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

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

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

Di seguito sono descritte le componenti utilizzate per la determinazione del calcolo dei risultati a valori correnti *adjusted*.

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

Gli **utili (perdite) su magazzino**<sup>5</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.

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016. In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori *adjusted* del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%).

---

<sup>5</sup> Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla *joint venture* TotalErg

## Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti

4° trimestre			Anno	
2016	2015		2016	2015
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>				
<b>104,5</b>	<b>63,7</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>453,3</b>	<b>308,3</b>
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>				
<b>Corporate</b>				
0,0	(0,2)	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,0	1,3
0,0	11,2	- Oneri accessori acquisizione ERG Hydro	0,0	11,2
0,0	0,0	- Svalutazione certificati ambientali	0,0	2,6
0,0	0,0	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,0	1,7
<b>Fonti Programmabili</b>				
0,0	0,7	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,3	1,7
0,0	5,2	- Oneri accessori operazione ERG Hydro	0,0	5,2
<b>Fonti Non Programmabili</b>				
0,0	0,0	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,9	0,0
0,0	3,7	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,9	6,3
<b>104,5</b>	<b>84,3</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>	<b>455,4</b>	<b>338,1</b>
0,0	1,7	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	0,0	11,9
<b>104,5</b>	<b>86,0</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted</b>	<b>455,4</b>	<b>350,0</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>				
<b>(60,4)</b>	<b>(46,3)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti</b>	<b>(253,7)</b>	<b>(163,0)</b>
0,0	(1,9)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	0,0	(7,8)
<b>(60,4)</b>	<b>(48,2)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti adjusted</b>	<b>(253,7)</b>	<b>(170,9)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>				
<b>44,1</b>	<b>38,0</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>201,7</b>	<b>175,1</b>
0,0	(0,4)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	0,0	4,1
<b>44,1</b>	<b>37,6</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti adjusted</b>	<b>201,7</b>	<b>179,1</b>
<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>				
<b>30,5</b>	<b>(45,2)</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>122,5</b>	<b>20,6</b>
(9,4)	14,7	<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>	(15,7)	21,9
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>				
0,0	0,0	<i>Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia</i>	0,0	0,5
0,0	0,0	<i>Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite</i>	0,0	(2,9)
0,0	13,1	<i>Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Hydro</i>	0,0	13,1
0,0	0,0	<i>Esclusione Svalutazione certificati ambientali</i>	0,0	1,9
0,0	3,6	<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	0,8	6,4
3,3	3,1	<i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	4,1	1,6
0,0	0,0	<i>Esclusione effetto prepayment finanziamenti</i>	5,9	0,0
0,0	(8,4)	<i>Esclusione impatto adeguamento imposte</i>	0,0	(8,4)
0,0	0,5	<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	0,8	2,5
0,0	0,3	<i>Esclusione proventi straordinari scioglimento Joint Venture LUKERG</i>	0,0	0,3
0,0	0,9	<i>Esclusione accantonamento rischi partecipazioni</i>	0,0	0,9
0,0	38,0	<i>Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities</i>	(11,0)	38,0
<b>24,4</b>	<b>20,5</b>	<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>107,3</b>	<b>96,3</b>

(1) Nel 2015 corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti *adjusted*.



## **Andamento gestionale risultati anno 2016**

## Premessa

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 10 marzo 2017 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2016 del gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla gestione che, unitamente alle Note al Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti dalla normativa vigente.

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

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

## Risultati a valori correnti

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a valori correnti con l'esclusione delle poste non caratteristiche<sup>1</sup> e degli utili (perdite) su magazzino<sup>2</sup>. Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016. In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori *adjusted* del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%).

## Variazione perimetro di business

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

- acquisizione di sei parchi eolici (63 MW) in Francia dal gruppo Macquarie nel mese di luglio 2015 consolidati integralmente a partire dal 1° luglio 2015;
- avvio del parco eolico di EW Ornet 2 (42 MW) nel mese di luglio 2015. La società è consolidata dal dicembre 2014;
- acquisizione del nucleo idroelettrico integrato di Terni (527 MW) da E.ON in data 30 novembre 2015, consolidato integralmente dal 1° dicembre 2015;
- scioglimento della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania (complessivi 20 MW), al 31 dicembre 2015;
- avvio dei parchi eolici di Hydro Inwestycje e Blachy Pruszyński in Polonia (40 MW) ad inizio 2016, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2015;
- acquisizione di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e di sei in Germania (82 MW) da Impax Asset Management Group nel primo trimestre 2016, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2016.

---

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

<sup>2</sup> il contributo ad *equity* di TotalErg è esposto al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche

## Profilo del Gruppo

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

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

Nel 2016 il Gruppo ERG, attraverso le proprie controllate, ha operato nei settori della produzione di Energia Elettrica da:

### • Fonti non programmabili

Attraverso ERG Renew (controllata al 100% al 31 dicembre 2016), ERG ha operato nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.720 MW di potenza installata al 31 dicembre 2016. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.094 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (626 MW operativi e 47,5 MW in costruzione), in particolare in Francia (252 MW), Germania (168 MW), Polonia (82 MW), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW post scioglimento *joint venture* con Lukoil), oltre a 47,5 MW in costruzione in Gran Bretagna di cui è prevista l'entrata in esercizio nel 2017.

ERG, attraverso la società ERG Renew O&M, ha svolto attività di *Operation & Maintenance* sui propri impianti eolici italiani e su parte degli impianti in Francia e Germania ed attraverso le società CSO Energy ha prestato servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania a favore di società del Gruppo che di terzi.

### • Fonti programmabili

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

- ERG Power S.r.l.: società proprietaria della cd. "Centrale Nord" (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato fino al 27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti<sup>3</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 ed in misura minore di altre utilities;
- ERG Hydro S.r.l.: società neo costituita nella quale è stato conferito il ramo del business idroelettrico acquisito da E.ON Produzione S.p.A. a fine 2015. Il portafoglio integrato di asset di ERG Hydro è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW;
- ERG Power Generation S.p.A. (controllata al 100%): società che svolge le attività di Energy Management per tutto il Gruppo ERG, oltre alle attività di O&M per l'impianto di ERG Power S.r.l.  
ERG Power Generation detiene il 100% di ERG Power S.r.l. e di ERG Hydro S.r.l.

Nel 2016 i servizi trasversali al Gruppo erano accentrati in ERG Services S.p.A. controllata al 100% da ERG S.p.A., società deputata a raggiungere l'eccellenza operativa nella fornitura dei servizi in logica "shared services centre".

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 volto ad individuare eventuali soggetti potenzialmente interessati all'acquisto della partecipazione in TotalErg S.p.A.

<sup>3</sup> Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ( "Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico



Nel corso del 2016, sotto la spinta generata dagli sfidanti obiettivi del piano industriale 2015-2018, si è reso necessario modificare il vigente Modello Organizzativo di Gruppo, Fast Steering, annunciato a fine 2013 e completamente implementato nel 2014.

Se, da un lato, la flessibilità e scalabilità di tale modello avevano consentito nel precedente triennio di supportare con estrema velocità, efficienza ed efficacia l'attuazione di un totale business turnaround, nel cui ambito sono state acquisite e cedute importanti attività industriali con i relativi asset ed organici, dall'altro lato la focalizzazione e la segregazione organizzativa per tecnologie di produzione hanno iniziato a dimostrarsi antitetiche, inefficienti e non efficaci rispetto alle prospettive e alle potenzialità derivanti dal nuovo assetto di business.

Nel nuovo assetto industriale assunto con la recente business transformation il Gruppo, ora un Independent Power Producer Green con un unico Energy Management quale canale di accesso al mercato elettrico, totalmente diverso dall'operatore multi-business di alcuni anni prima, deve fare leva su queste sue nuove peculiari caratteristiche al fine di continuare a generare valore per gli azionisti, le proprie persone e la comunità.

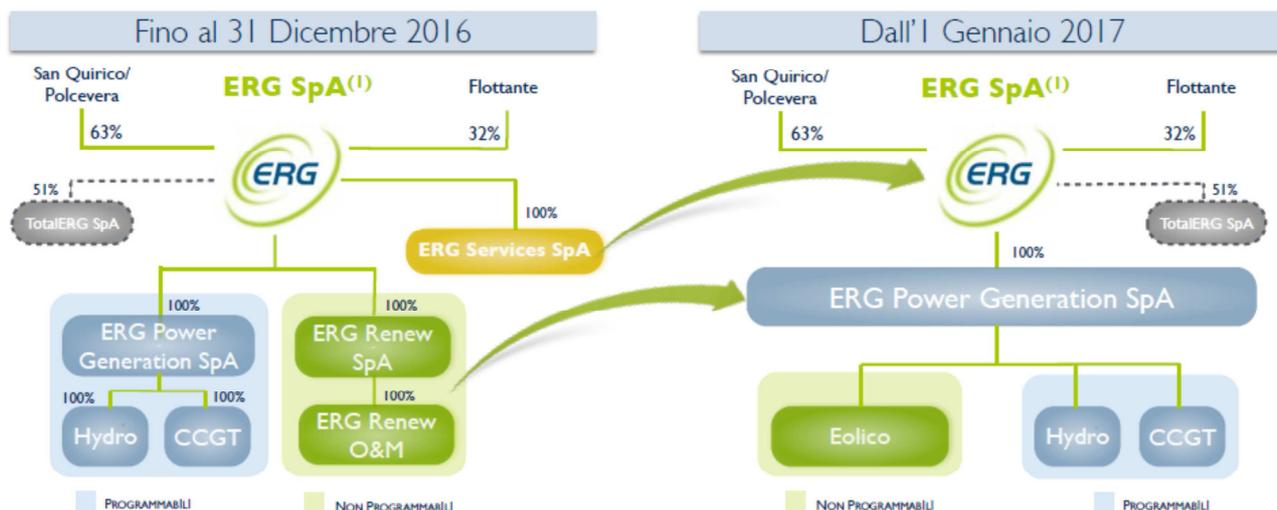
A metà 2016 è stato pertanto avviato un progetto interno, diretto ed attuato dai componenti dello Human Capital Committee, che ha portato allo sviluppo di un nuovo assetto organizzativo caratterizzato da un forte orientamento alla logica di processo, alla ricerca della massima semplificazione organizzativa, tramite la creazione di specifiche aree di competenza, con il fine ultimo di concentrare tutta l'organizzazione verso una visione unica ed integrata del business, da cui la scelta della denominazione: ONE COMPANY.

Il nuovo assetto 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 mission di assicurare lo sviluppo del business in diversi ambiti geografici, tecnologici e di mercato
  - Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, IR e Acquisti;
  - Capitale Umano, ICT e Servizi Generali;
  - Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
  - Affari Legali e Societari.
  
- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
  - tecnologie di generazione Wind, Thermo ed Hydro, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
  - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati;
  - una struttura commerciale dedicata ai Key Accounts;
  - un centro di eccellenza tecnologica responsabile dei processi di Engineering & Construction;
  - un polo di competenze specialistiche in materia di regolatorio, pianificazione 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.

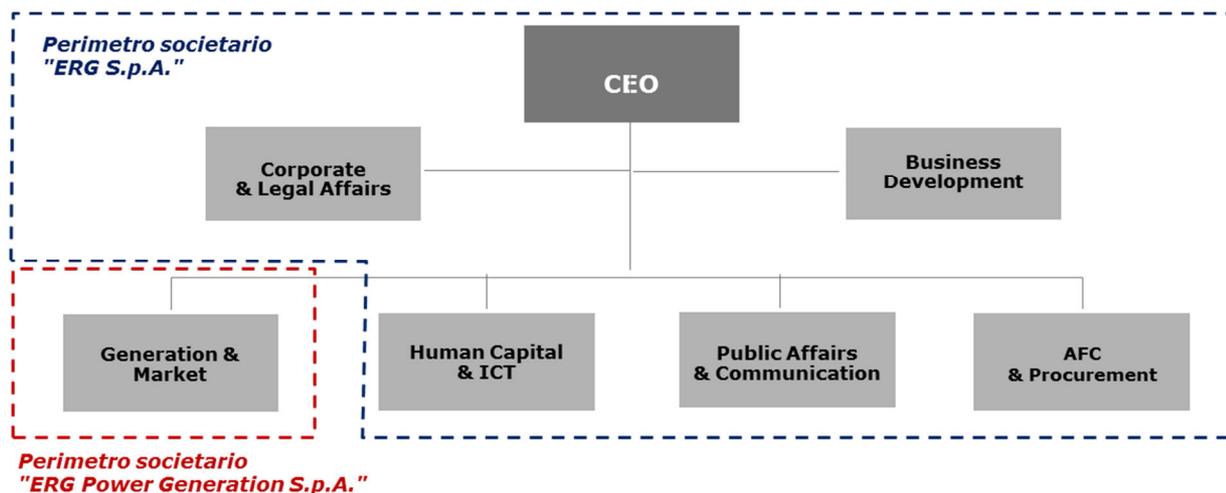
L'attuazione del nuovo Modello Organizzativo di Gruppo è stata avviata in parte già alla fine del 2016 con la centralizzazione in ERG S.p.A. delle aree di Business Development ed Affari Legali e Societari, è stata pianificata per avere completa efficacia a partire dall'1 gennaio 2017, in particolare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



## Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Anno		
	2016	2015	
<b>Principali dati economici</b>			
Ricavi della gestione caratteristica	1.025	944	
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>	<b>455</b>	<b>350</b>	
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>202</b>	<b>179</b>	
Risultato netto	125	24	
di cui Risultato netto di Gruppo	122	21	
<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>107</b>	<b>96</b>	
<b>Principali dati finanziari</b>			
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.286</b>	<b>3.124</b>	
Patrimonio netto	1.729	1.676	
Indebitamento finanziario netto totale	1.557	1.448	
di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(2)</sup>	1.276	1.285	
Leva finanziaria	47%	46%	
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>44%</b>	<b>37%</b>	
<b>Dati operativi</b>			
<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>1.720</b>	<b>1.506</b>
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	3.501	2.614
<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<i>MW</i>	<b>480</b>	<b>480</b>
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	2.693	2.632
<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>527</b>	<b>527</b>
Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.358	84
<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<i>milioni di KWh</i>	<b>12.303</b>	<b>10.113</b>
Investimenti <sup>(3)</sup>	<i>milioni di Euro</i>	60	106
<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<i>Unità</i>	<b>715</b>	<b>666</b>
<b>Indicatori di mercato</b>			
Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) <sup>(4)</sup>	<i>Euro/MWh</i>	42,8	52,3
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	<i>Euro/MWh</i>	100,1	100,1
Prezzo zonale Sicilia (baseload)	<i>Euro/MWh</i>	47,6	57,5
Prezzo zonale Centro Nord (peak)	<i>Euro/MWh</i>	47,6	57,9
Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	<i>Euro/MWh</i>	139,0	147,8
Feed In Tariff - Germania <sup>(5)</sup>	<i>Euro/MWh</i>	92,6	96,2
Feed In Tariff - Francia <sup>(5)</sup>	<i>Euro/MWh</i>	88,7	90,4
Feed In Tariff - Bulgaria <sup>(5)</sup>	<i>Euro/MWh</i>	84,0	80,3
Prezzo energia elettrica - Polonia	<i>Euro/MWh</i>	33,4	37,1
Prezzo certificato di origine - Polonia	<i>Euro/MWh</i>	10,8	26,0
Prezzo energia elettrica - Romania <sup>(6)</sup>	<i>Euro/MWh</i>	27,3	29,7
Prezzo certificato verde - Romania <sup>(7)</sup>	<i>Euro/MWh</i>	29,5	29,5

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

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

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

<sup>(1)</sup> non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate

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

<sup>(3)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 306 milioni di Euro nel 2016 e 1,1 miliardi di Euro nel 2015.

<sup>(4)</sup> Prezzo Unico Nazionale

<sup>(5)</sup> i valori di Feed In Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

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

<sup>(7)</sup> prezzo riferito al valore unitario del certificato verde

## Sintesi dei risultati per settore

(milioni di Euro)	Anno	
	2016	2015
<b>Ricavi della gestione caratteristica:</b>		
<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>423</b>	<b>345</b>
Eolico	423	345
<b>Fonti Programmabili</b>	<b>601</b>	<b>602</b>
Termoelettrico <sup>(1)</sup>	479	592
Idroelettrico	122	11
<b>Corporate</b>	<b>32</b>	<b>22</b>
<i>Ricavi infrasettori</i>	<i>(31)</i>	<i>(25)</i>
<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>1.025</b>	<b>944</b>
<b>Margine operativo lordo:</b>		
<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>308</b>	<b>254</b>
Eolico	308	254
<b>Fonti Programmabili</b>	<b>161</b>	<b>115</b>
Termoelettrico <sup>(1)</sup>	77	107
Idroelettrico	84	8
<b>Corporate</b>	<b>(13)</b>	<b>(19)</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>	<b>455</b>	<b>350</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni:</b>		
<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>(163)</b>	<b>(134)</b>
Eolico	(163)	(134)
<b>Fonti Programmabili</b>	<b>(88)</b>	<b>(34)</b>
Termoelettrico	(30)	(30)
Idroelettrico	(58)	(5)
<b>Corporate</b>	<b>(3)</b>	<b>(3)</b>
<b>Ammortamenti a valori correnti</b>	<b>(254)</b>	<b>(171)</b>
<b>Risultato operativo netto:</b>		
<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>145</b>	<b>120</b>
Eolico	145	120
<b>Fonti Programmabili</b>	<b>73</b>	<b>81</b>
Termoelettrico <sup>(1)</sup>	47	78
Idroelettrico	26	3
<b>Corporate</b>	<b>(16)</b>	<b>(22)</b>
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>202</b>	<b>179</b>
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:</b>		
<b>Fonti Non Programmabili</b>	<b>44</b>	<b>95</b>
Eolico	44	95
<b>Fonti Programmabili</b>	<b>13</b>	<b>9</b>
Termoelettrico	10	9
Idroelettrico	4	0
<b>Corporate</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>Totale investimenti</b>	<b>60</b>	<b>106</b>

<sup>(1)</sup> Include contributo Energy Management

## Vendite

### Energia

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A., fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici (ERG Renew), termoelettrici (ERG Power) e, a partire da dicembre 2015, idroelettrici (ERG Hydro), nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel corso del 2016, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 12,3 TWh (10,1 TWh nel 2015), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,6 TWh (5,3 TWh nel 2015), di cui circa 1,3 TWh all'estero e 6,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,0% della domanda di energia elettrica in Italia (1,5% nel 2015).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella<sup>1</sup> seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)	Anno		Vendite di energia elettrica (GWh)	Anno	
	2016	2015		2016	2015
ERG Renew - produzione eolica Italia	2.220	1.910	Energia elettrica venduta a clienti captive	542	535
ERG Renew - produzione eolica Estero	1.281	705	Energia elettrica venduta a IREN	2.020	2.015
ERG Power Generation - produzione termoelettrica	2.693	2.632	Energia elettrica venduta Wholesale	9.741	7.563
ERG Power Generation - produzione idroelettrica	1.358	84	- di cui Italia	8.460	6.858
ERG Power Generation - acquisti	4.751	4.782	- di cui Estero	1.281	705
<b>Totale</b>	<b>12.303</b>	<b>10.113</b>	<b>Totale</b>	<b>12.303</b>	<b>10.113</b>

Nel corso del 2016 sono state inoltre effettuate vendite di vapore<sup>2</sup> per 752 migliaia di tonnellate (802 migliaia di tonnellate nel 2015).

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

<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 periodo

Nel 2016 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 1.025 milioni, in aumento rispetto ai 944 milioni del 2015, a seguito della significativa maggiore produzione in Italia, sia eolica che termoelettrica, dell'apporto della nuova capacità eolica operativa in Francia, Germania e Polonia, nonché del contributo del neo acquisito nucleo idroelettrico. Le maggiori produzioni, complessivamente in crescita del 42%, hanno più che compensato la diminuzione media dei prezzi dell'energia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti** si attesta a 455 milioni, superiore rispetto ai 350 milioni registrati nel 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Fonti Non Programmabili:** margine operativo lordo pari a 308 milioni, in forte crescita rispetto all'esercizio precedente (254 milioni), sia in Italia che all'estero. In Italia grazie ad una maggiore ventosità e produzione che ha più che compensato un andamento dei prezzi decisamente inferiore. All'estero grazie al significativo aumento delle produzioni, alla luce sia del contributo dei nuovi parchi in Francia, Germania e Polonia, in uno scenario prezzi anche in questo caso meno redditizio.

Si segnala inoltre che la quasi totalità della produzione eolica in Italia nel 2016 e nel 2015 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde), per un importo unitario immutato a seguito del nuovo contesto normativo<sup>4</sup>.

**Fonti Programmabili:** margine operativo lordo di 161 milioni, superiore rispetto all'esercizio precedente (115 milioni) a seguito del contributo fornito dal neo acquisito nucleo idroelettrico pari a 84 milioni nonostante la ridotta idraulicità riscontrata nel periodo. Il risultato del termoelettrico, pari a 77 milioni, si mantiene su livelli elevati sebbene in diminuzione rispetto allo scorso esercizio, pari a 107 milioni, grazie all'efficienza degli impianti, all'incremento degli spark spread ed ai risultati delle attività di Energy Management sia a copertura del margine di generazione che nell'ambito dei Servizi di Dispacciamento.

Si ricorda che dal 28 maggio 2016 l'impianto CCGT di ERG Power non è più stato assoggettato alla normativa vigente in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, e non beneficia più da tale data del relativo "corrispettivo di reintegro" riconosciuto a fronte dei vincoli imposti sulla modulazione dell'impianto (in vigore invece per l'intero esercizio 2015); inoltre, la marginalità dell'impianto risente dall'avvenuto raddoppio del cavidotto Sicilia-continente e dal conseguente sostanziale allineamento del prezzo zonale Sicilia a quello storicamente e tendenzialmente più basso dell'area Sud.

Il **risultato operativo netto a valori correnti** è stato pari a 202 milioni (179 milioni nel 2015) dopo ammortamenti per 254 milioni (171 milioni nel 2015).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 107 milioni, in incremento rispetto al risultato di 96 milioni del 2015, principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi nonostante i maggiori ammortamenti ed oneri finanziari del periodo conseguenti alle rilevanti acquisizioni fatte nel Dicembre del 2015 e nei primi mesi del 2016.

Il **risultato netto di Gruppo**<sup>5</sup> è stato pari a 122 milioni (21 milioni nel 2015). Si ricorda che il risultato 2015 risentiva rispetto al risultato netto di Gruppo a valori correnti principalmente delle poste non ricorrenti e delle perdite sul valore di magazzino di TotalErg per effetto dei forti ribassi del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi.

Nel 2016 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 60 milioni (106 milioni nel 2015) di cui il 73% nel settore Non Programmabili (90% nel 2015), il 22% nel settore Programmabili (8% nel 2015). Si precisa che tale valore non comprende il valore delle acquisizioni nell'eolico per 306 milioni nel 2016.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.557 milioni, in aumento di 109 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (292 milioni), per l'ingresso nel Regno Unito (14 milioni), per la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché per gli investimenti del periodo (60 milioni) e il pagamento delle imposte (14 milioni). L'elevato flusso di cassa operativo netto del periodo di oltre 400 milioni, ha significativamente compensato tali effetti; si segnala che nel periodo sono stati incassati circa 40 milioni di crediti pregressi inerenti a certificati verdi e corrispettivi per sottensioni di acque relativi al nucleo idroelettrico di Terni, non rilevati a conto economico ma per 25 milioni a rettifica della Purchase Price Allocation, nell'ambito della relativa acquisizione.

<sup>4</sup> Si rinvia al commento sul paragrafo normativo in Italia riportato nel settore di attività "Fonti non programmabili".

<sup>5</sup> Include utili (perdite) su magazzino per 16 milioni (-22 milioni nel 2015) e poste non caratteristiche per -1 milione (-54 milioni nel 2015). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

## Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

### EOLICO

In data **2 febbraio 2016** ERG Renew ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh.

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

Il valore dell'acquisizione è di circa 290 milioni di Euro in termini di enterprise value, pari ad un multiplo di circa 1,4 milioni di Euro per MW. I parchi sono già interamente finanziati tramite project financing limited recourse. Il corrispettivo complessivo dell'equity è pari a 135 milioni di Euro.

In data **29 febbraio 2016** ERG Renew ha acquisito da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 47,5 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di circa 150 GWh all'anno, pari a circa 3.300 ore equivalenti e a circa 71 kt di emissione di CO2 evitata.

ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e la costruzione sarà completata entro il terzo trimestre del 2017.

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di Euro) già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Il progetto soddisfa le condizioni per l'accreditamento ai vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal disegno di legge all'esame del Parlamento del Regno Unito.

Sulla base degli accordi al termine della costruzione e ottenuto l'accredito agli incentivi (NIRO) è prevista la possibilità che BWF sia ceduta a terzi. ERG Renew avrà il diritto di presentare un'offerta integrativa a TCI per mantenerne definitivamente la proprietà. Qualora tale offerta non fosse accettata e solo nel caso siano state ricevute e accettate offerte superiori da parte di terzi, si procederà alla cessione di BWF ed al successivo calcolo e ripartizione della plusvalenza sulla base dei meccanismi contrattuali concordati.

Con questa operazione ERG Renew entra nel mercato eolico del Regno Unito come previsto nel Piano Strategico ERG 2015-18 per mezzo di una struttura contrattuale innovativa e flessibile che consente di valorizzare le competenze industriali maturate e di ottimizzare la creazione di valore.

In data **13 aprile 2016** ERG Renew S.p.A. ha esercitato l'opzione call sul rimanente 20% del capitale della società ERG Wind Investments Ltd per un controvalore di 7,4 milioni di Euro (società già denominata IP Maestrale Investments Ltd, acquisita da International Power Consolidated Holdings all'80%), così come previsto dagli accordi sottoscritti con International Power Consolidated Holdings Ltd nel 2012.

In data **13 luglio 2016** Massimo Derchi, Amministratore Delegato di ERG Renew S.p.A. e Dirigente con responsabilità strategiche, ha rassegnato le dimissioni da tutte le cariche ricoperte per cogliere nuove opportunità professionali all'esterno del Gruppo ERG.

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

In data **3 agosto 2016** ERG Wind France 1 SAS, società francese controllata da ERG Renew S.p.A., ha sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di non-recourse portfolio project finance per sei parchi eolici situati in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, di proprietà delle sue società controllate. I parchi, entrati in esercizio fra il 2005 e il 2008, sono stati acquisiti da ERG Renew il 27 luglio 2015 da Macquarie European Infrastructure Fund.

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

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 Operation & 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 sono

decorsi dal 1° gennaio 2017.

## CORPORATE

In data **6 aprile 2016** ERG S.p.A. ha ceduto a Unicredit S.p.A. l'intera partecipazione detenuta in I-Faber S.p.A. (23%), società consolidata con il metodo del patrimonio netto, per un controvalore pari a 4,2 milioni di Euro, in linea con il valore di iscrizione nel Bilancio di ERG S.p.A..

In data **12 ottobre 2016** ERG ha sottoscritto e perfezionato un accordo con UniCredit avente ad oggetto la permuta di tutte le azioni già detenute da UniCredit in ERG Renew, pari a n. 7.692.308 e corrispondenti al 7,14% del relativo capitale sociale con n. 6.012.800 di azioni proprie ordinarie ERG corrispondenti al 4,00% della totalità delle azioni rappresentanti il capitale sociale di ERG. Il rapporto di scambio col quale è stata concordata la permuta è pari a circa 0,78 azioni ordinarie ERG per ciascuna azione ERG Renew, sulla base di un valore di 12,8 € attribuito a ciascuna azione ordinaria ERG.

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

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

Il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato in pari data l'operazione, e in particolare l'alienazione delle predette azioni proprie ordinarie ERG che presentavano un valore medio di carico pari a 6,88 Euro per azione nell'ambito dell'autorizzazione rilasciata dall'Assemblea degli Azionisti di ERG tenutasi il 3 maggio 2016.

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

In data **26 ottobre 2016** nel corso della presentazione del CDP Climate Leadership Awards, a Milano, ERG ha ricevuto l'Award come Best Newcomer Italy assegnato dal Carbon Disclosure Project (CDP), in collaborazione con Borsa Italiana, con una valutazione di ingresso B (in una scala che va da A a D).

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

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

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 di ERG in data **14 dicembre 2016**. L'atto di fusione è stato stipulato in data **21 dicembre 2016** e gli effetti della fusione sono decorsi dal 1° gennaio 2017.

In data **29 novembre 2016** ERG si è aggiudicata l'Oscar di Bilancio 2016 per la categoria "Società e Grandi Imprese". Il premio, promosso da FERPI (Federazione Relazioni Pubbliche Italiana), è stato ritirato dal Presidente Edoardo Garrone nel corso della cerimonia di premiazione che si è svolta in pari data a Milano nella sede di Borsa Italiana, sotto l'Alto Patronato del Presidente della Repubblica.

Fra le motivazioni che hanno permesso ad ERG di aggiudicarsi il prestigioso riconoscimento si legge che: "la relazione di gestione illustra compiutamente la trasformazione da operatore industriale nel settore energetico a produttore indipendente di energia elettrica prodotta prevalentemente da fonti rinnovabili. I fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio sono illustrati chiaramente così come il capitolo dedicato ai rischi. Indicata chiaramente l'attuale struttura del Gruppo. Il Rapporto di sostenibilità descrive nel dettaglio oltre alla responsabilità economica anche quella ambientale e sociale evidenziando anche opportuni dati e indicatori di performance tra cui quelli previsti dal GRI G4."

Il premio rappresenta per il Gruppo un'ulteriore conferma dell'efficacia del modello di rendicontazione adottato negli ultimi anni sia per quanto riguarda la Relazione Finanziaria Annuale che il Bilancio di Sostenibilità e attesta l'impegno nel rafforzamento della gestione integrata del rischio a garanzia di un'efficace operatività del business.

In data **12 dicembre 2016** ERG ha comunicato che, a partire dal **19 dicembre 2016**, la propria classificazione ICB (Industry Classification Benchmark) sarebbe variata da «Petrolio e Gas Naturale» («Oil & Gas») a «Servizi Pubblici» («Utilities»); in particolare rientrando nel sotto-settore «Elettricità Alternativa», passando quindi dall'indice FTSE Italia all-share «Oil & Gas» a quello «Utilities».

### Verifica TotalErg

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

A fronte dello specifico rilievo riguardante la presunta indeducibilità di costi di acquisto e per servizi dell'esercizio 2007 operato nel processo verbale di constatazione (PVC) del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni 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, in qualità di incorporante di Total Italia, sempre per le motivazioni già riportate, avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP ed IVA per le annualità 2007, 2008 e 2009. 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, pari a circa 3.797 milioni di Euro di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono, anche in questo caso, considerevolmente tale importo a circa 7,5 milioni di Euro.

ERG e la partecipata TotalErg, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti, hanno impugnato i citati avvisi di accertamento presentando nei termini di legge i ricorsi tributari al fine di ottenerne l'annullamento.

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.

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso del 2016.

## **GENERALE**

### **Accordo di Parigi sui cambiamenti Climatici**

Lo scorso 4 ottobre 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 scorso, 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 scorso; la pubblicazione della legge sulla Gazzetta Ufficiale è avvenuta il 10 novembre scorso.

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

Il 23 giugno 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, l'intero quadro legislativo dell'Unione dovrà essere adattato alla nuova realtà a 27 paesi membri.

### **Calendario Legislativo della Commissione – Winter Package**

Lo scorso 30 novembre 2016 la commissione europea ha annunciato che entro la fine del 2016 verrà pubblicato un pacchetto di iniziative legislative sulla politica climatico-energetica dell'Unione per il periodo successivo al 2020.

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.

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

A gennaio 2016 è stata pubblicata la legge 221/2015 per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso di risorse naturali, il cosiddetto "collegato ambientale" già approvato dalle camere lo scorso 22 dicembre 2015.

Tra le principali norme contenute nella legge spiccano la riforma dell'Enea, alcune modifiche alle norme in materia di utilizzazione delle terre e rocce da scavo, il sostegno alla mobilità sostenibile e la revisione all'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse.

Viene inoltre modificata la disciplina sul danno e ripristino ambientale dei siti di interesse nazionale, fornendo la possibilità agli operatori coinvolti di proporre una transazione; sono infine istituite le Autorità di bacino distrettuale per ciascun distretto idrografico, che andranno a sostituire le attuali Autorità di Bacino Interregionali, Regionali e dei Bacini di rilevanza nazionale.

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.

A luglio 2016 è stata pubblicata la "Legge europea 2015-2016" che contiene, fra l'altro, disposizioni sulla classificazione, etichettatura e imballaggio delle sostanze e delle miscele. Con il provvedimento si estende la sanzione amministrativa pecuniaria, già prevista per le violazioni delle disposizioni del regolamento europeo in materia di sostanze e miscele pericolose, a carico di chiunque utilizzi imballaggi contenenti una sostanza o una miscela pericolosa non conformi alle prescrizioni del regolamento europeo in materia.

### **Decreto legge "Milleproroghe"**

Sulla Gazzetta ufficiale Serie Generale n.304 del 30 dicembre 2016 è stato pubblicato il 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%. E' 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.

## EOLICO

### ITALIA

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

#### **Tariffa incentivante (FIP) ex Certificati verdi**

Con la **Delibera 29/2016**, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha stabilito che il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015 è pari a 51,69 euro/MWh. Il GSE ha conseguentemente reso noto il prezzo di ritiro dei "certificati verdi" rilasciati per la produzione 2015, pari a 100,08 euro a certificato.

Nella delibera è specificato che il prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015 viene utilizzato anche ai fini della determinazione del **valore degli incentivi che, dal 2016, sostituiscono i certificati verdi**.

In tema di "certificati verdi", a fine ottobre 2015, il GSE ha reso note le **tempistiche di erogazione degli incentivi per gli impianti titolari di "certificati verdi"** che dal 2016 saranno **convertiti in tariffa incentivante (FIP)**. Dal 1° gennaio 2016, tali incentivi sono determinati su base mensile e **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.

Alla fine di aprile 2016 il GSE ha reso disponibile agli operatori **lo schema di convenzione** con cui intende regolare il pagamento della tariffa incentivante (FIP) agli operatori che ne hanno diritto.

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 dalle norme vigenti.

Nell'ambito della **"Procedura applicativa per l'emissione, la gestione e il ritiro dei "certificati verdi" del GSE**, pubblicata a fine marzo 2016, 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 effettuare una stima del 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).

#### **Delibera 333/2016/R/eel - valorizzazione sbilanciamenti anni 2012, 2013 e 2014**

In data 28 giugno 2016 l'Autorità ha pubblicato la Delibera 333/2016/R/eel per la definizione *ex post* della valorizzazione degli sbilanciamenti per gli anni 2012, 2013 e 2014, in seguito alle sentenze in materia da parte del Tar Lombardia e del Consiglio di Stato.

Per i ricalcoli dei corrispettivi di sbilanciamento nel periodo luglio 2012 - settembre 2014 gli utenti del dispacciamento (UdD) possono scegliere se ricorrere alla disciplina standard prevista dalle delibere poi annullate dal Tar Lombardia o ad una soluzione alternativa.

La Delibera prevede inoltre che Terna effettui i conguagli dei corrispettivi di sbilanciamento entro **l'1 novembre 2016** per gli utenti che si sono avvalsi della disciplina standard, mentre per coloro che si sono avvalsi della disciplina alternativa il termine è fissato dopo 30 giorni dalla decisione dell'Autorità sull'esito di opportune verifiche a campione.

#### **Delibere 444/2016/R/eel e 800/2016/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 più avanti descritta, lo scorso 29 luglio 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 la delibera 800/2016, pubblicata dall'Autorità lo scorso 30 dicembre 2016 e riguardante l'anno 2017.

Le principali previsioni del nuovo provvedimento riguardano il passaggio, dal prossimo maggio 2017, alla

modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale vigente fino al 2009, sulla base dell'acquisizione delle misure dei prelievi e delle immissioni effettivi.

Per rimediare almeno in parte al ritardo di almeno due mesi connesso con questa modalità di calcolo del segno di sbilanciamento, allineandosi gradualmente con i regolamenti europei sulla trasparenza, l'Autorità ha incaricato Terna di rendere nota una stima preliminare del segno di sbilanciamento da pubblicare non più tardi del giorno successivo a quello di consegna.

Per le unità di produzione non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, abilitate e non, è prevista l'applicazione dell'attuale sistema *single pricing* per tutto il 2017,

Per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate programmabili, è confermata l'applicazione del sistema misto *single-dual pricing*, mantenendo la banda standard del +/-15% fino ad aprile 2017. Da maggio 2017 e in base all'effettiva entrata in esercizio della modalità di calcolo del segno di sbilanciamento tramite le misure effettive, è previsto l'innalzamento al +/- 30% della banda standard per le unità di consumo e la totale esenzione per le unità di produzione non abilitate programmabili dall'applicazione del sistema misto *single-dual pricing*.

Si fa presente che ERG Power Generation S.p.A., in qualità di utente del dispacciamento con riferimento a tutti gli impianti di produzione di proprietà del gruppo ERG (salvo limitate eccezioni), ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale delle suddette delibere.

### **DM 23 giugno 2016 – Incentivi per le FER elettriche non fotovoltaiche, anno 2016.**

Nella Gazzetta Ufficiale del 29 giugno 2016 è stato pubblicato il **decreto 23 giugno 2016 del MSE**, di concerto con il Ministero dell'ambiente e con il Ministero per le politiche agricole.

Attraverso il Decreto, entrato in vigore il 30 giugno 2016, il MSE definisce gli incentivi e le relative modalità di accesso per il perseguimento degli obiettivi della Strategia energetica nazionale, in linea con le Linee guida in materia di aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente della Commissione Europea.

In continuità con il precedente DM 6 luglio 2012, il provvedimento prevede l'applicazione di meccanismi competitivi (aste) per i grandi impianti alimentati da fonti rinnovabili, mentre per le unità più piccole è prevista l'iscrizione ad appositi registri e l'accesso diretto.

I bandi sono previsti in un'unica soluzione e sono stati pubblicati alla fine di agosto 2016. Per il settore eolico sono previsti contingenti ad asta di 800 MW per le nuove installazioni e 40 MW per i rifacimenti, mentre nei registri sono riservati 60 MW.

La tariffa a base d'asta per l'eolico è pari a 110 €/MWh e il prezzo aggiudicato sarà riconosciuto per 20 anni (costante in termini nominali).

Per gli impianti idroelettrici di grande taglia sono previsti solo interventi di rifacimento, per un contingente di potenza pari a 30 MW.

Il DM disciplina inoltre gli interventi di manutenzione sugli impianti in esercizio.

Lo scorso 25 novembre 2016 sono state pubblicate le graduatorie dei contingenti a registro; il 22 dicembre 2016 sono stati pubblicati gli esiti della procedura d'asta, dai quali emerge che tutti gli 800 MW del contingente previsti per l'eolico *on-shore* sono stati assegnati al *floor price* (40% della tariffa incentivante base di 110 €/MWh, ovvero 66 €/MWh).

### **FRANCIA**

Per assicurare il raggiungimento del target europeo 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 onshore a 15 GW entro il 2018 (dai circa 10 GW alla fine del 2015) e tra 22 e 26 GW nel 2023.

Il 13 dicembre 2016 è stato pubblicato il decreto che disciplina il passaggio dalle FIT alle FIP, basate su un sistema di complemento della remunerazione più un premio, per gli impianti eolici che hanno finalizzato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel corso del 2016. Il valore complessivo del nuovo incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014.

Gli impianti eolici incentivati ai sensi del decreto 17 giugno 2014 continuano a percepire una tariffa di tipo feed-in tariff (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 partire dal 2017, la Francia introdurrà un sistema di incentivo ad aste, ma il decreto attuativo è attualmente ancora all'esame della Commissione Europea.

L'impossibilità di dirimere le necessità di sviluppo *onshore* dell'eolico e quelle di preservare la funzionalità e la sicurezza dei radar e delle installazioni militari (tradotta in una limitazione alla possibilità di localizzazione

dei nuovi parchi eolici) ha limitato la crescita dell'eolico, bloccando, secondo stime dell'industria, lo sviluppo di 3,5 GW di progetti.

## GERMANIA

Il "Renewable Energy Sources Act" 2016 (EEG 2017), adottato lo scorso 8 luglio e approvato il 20 dicembre dalla Commissione Europea in quanto conforme alle norme UE sugli aiuti di Stato, segna il passaggio dal sistema di incentivazione di tipo FIT/FIP al meccanismo delle aste per tutti gli impianti FER > 750 KW, distinte per fonte, in esercizio dal 1 gennaio 2017. I contingenti annuali ad asta per nuove capacità di eolico onshore sono pari a 2,8 GW all'anno fino al 2020 e 2,9 GW in seguito. La prima asta si terrà il 1 maggio 2017., con un prezzo base di 70 €/MWh

Dal 2018 dovrebbero essere previste aste "pilota" multi-tecnologiche per le tecnologie eolica e fotovoltaica. All'eolico offshore invece è stato riconosciuto un cap "flessibile", applicato dal 2021 al 2030, definito annualmente al fine di rispettare il nuovo obiettivo di 15GW nei prossimi 15 anni (dai 25GW previsti dal target 2012).

Sono in corso consultazioni sull'introduzione di *cap* di capacità temporanei per le installazioni eoliche *on-shore* nelle aree più colpite da fenomeni di congestione della rete elettrica di trasmissione. Una bozza di ricognizione delle aree più colpite è stata pubblicata nel mese di ottobre 2016, mentre il provvedimento finale dovrebbe essere approvato entro marzo del 2017, con effetti già sulle aste previste per maggio dello stesso anno. I nuovi progetti di eolico *on-shore* nelle zone soggette a congestioni della rete elettrica di trasmissione saranno limitati al 58% della capacità incrementale media del periodo 2013-15. Tali limiti potranno essere rivalutati ogni due anni a partire dal 1 gennaio del 2020. I *cap* vengono applicati solo a livello regionale e non influiscono sull'obiettivo generale di nuova capacità di 2,8 GW all'anno nel 2017-19, e 2,9 GW nel 2020

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 *onshore* 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 *onshore* 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.

La legge sulle rinnovabili approvata dal governo è attualmente in discussione presso la DG Competition della Commissione europea; il parere è atteso entro la prima parte del 2017.

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 *online*, 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 €/MWh – 93 €/MWh), con un prezzo medio di PLN 350 / MWh (80 €/MWh).

## REGNO UNITO

La procedura di fuoriuscita del Regno unito dall'Unione europea costituirà verosimilmente la priorità del governo May, lasciando in secondo piano la questione dell'incentivazione all'eolico on-shore attraverso i contratti per differenza (*contract for difference* - CfD). L'attuale governo conservatore, sebbene favorevole alla politica sul clima come confermato dalla ratifica dell'Accordo di Parigi, si è dimostrato piuttosto restio alle installazioni eoliche *on-shore*.

E' in corso, da parte del governo, la revisione della politica energetica per colmare il divario fra la capacità di generazione elettrica installata e la domanda al picco nei prossimi anni, causato dal piano di chiusure degli impianti a carbone e nucleari.

Nel mese di maggio 2016 il Parlamento ha emendato la Legge Energia (*Energy Bill*), introducendo alcune modifiche al sistema di incentivazione delle rinnovabili e in particolare all'attuale sistema di Certificati Verdi noto come ROC (*Renewable Obligation Certificates*). Al momento non sono previsti incentivi per gli impianti post-ROC, ovvero autorizzati dopo giugno 2015.

Rispetto alla scadenza originaria del 31 marzo 2017, in seguito alle decisioni dei Conservatori, la fine dell'attuale meccanismo di sostegno è stata anticipata al 13 maggio 2016 per la Gran Bretagna ed al 31 marzo 2016 per l'Irlanda del Nord.

Sono però previsti alcuni *grace period* che estendono l'accesso al citato sistema per gli impianti autorizzati e realizzati entro il 31 marzo 2017 o anche successivamente a tale data, qualora i ritardi nella costruzione non siano imputabili al produttore.

Le dilazioni temporali sono concesse agli impianti dotati, entro date prestabilite, di (i) autorizzazioni alla realizzazione (*planning consent*), (ii) contratto di connessione approvato (con data di connessione entro il 31/3/2017) ed (iii) evidenza dei diritti terrieri. Le date prestabilite sono fissate al 18 giugno 2015 per la Gran Bretagna e al 30 settembre 2015 (per gli impianti non connessi a *cluster*) ovvero al 30 ottobre 2015 (per gli impianti connessi a *cluster*) per l'Irlanda del Nord.

Il sistema di incentivazione per gli impianti rinnovabili realizzati successivamente è basato su *Contract for Difference*, attribuiti a seguito di un'asta competitiva al ribasso. Permangono tuttavia incertezze sulla possibilità per l'eolico *onshore* di accedere ai nuovi sistemi di incentivazione, nonché sul calendario delle aste e sulle risorse finanziarie disponibili.

## 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.

L'*Emergency Ordinance* proposta dal precedente governo tecnico è stata sostanzialmente confermata dal recente nuovo governo e giudicata in linea con le linee guida sugli aiuti di stato emesse dalla *DG Competition* della Commissione europea.

Il provvedimento propone (i) un prolungamento della scadenza dei certificati verdi dagli attuali 12 mesi ad una scadenza fissa per tutti al 31/12/2031, (ii) una riduzione della penale per certificati mancanti e (iii) la creazione di un mercato "anonimo" dei certificati per evitare la vendita degli stessi a prezzo scontato.

## TERMOELETTRICO - POWER

### Unità essenziali ex DL 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 DL 91/2014 fino allo scorso 27 maggio 2016, il corrispettivo di acconto deliberato con il provvedimento è pari a circa il 68% del conguaglio richiesto. Il restante corrispettivo a conguaglio dovrebbe essere liquidato entro la prima metà del 2017.

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 DL 91/2014 di cui al paragrafo precedente). La società ha optato per il regime alternativo ex art. 65bis 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).

### **Reti interne di utenza (RIU)**

Per gli operatori titolari di "sistemi di distribuzione chiusi", tra i quali rientrano le "reti interne di utenza" (RIU), l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha pubblicato la **delibera RIU – 539/2015**, che regola la gestione di tali reti interne a partire dall'anno 2017, introducendo 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.

ERG Power Generation, in qualità di gestore della RIU di Priolo, ed ERG Power, in qualità di proprietario, hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale della delibera.

Lo scorso 1 agosto 2016 è stata pubblicata dall'AEEGSI la delibera 442/2016/R/eel che precisa le modalità di aggiornamento dei registri dei sistemi di distribuzione chiusi (SDC), ivi comprese le reti interne di utenza (RIU), fissando le relative scadenze (30 settembre 2016).

Lo scorso 23 dicembre 2016 l'AEEGSI ha pubblicato la delibera 788/2016, a completamento della regolazione in materia di SDC. Tramite il nuovo provvedimento, che introduce una nuova tipologia di SEESEU (SEESEU-D) caratterizzati da un unico produttore e un unico cliente finale, l'Autorità ha pubblicato il nuovo registro RIU previsto dalla precedente 442/2016. Con la stessa delibera l'AEEGSI ha altresì previsto la pubblicazione successiva e con provvedimenti individuali delle delibere che approveranno l'ambito territoriale delle RIU. La delibera introduce anche la proroga all'entrata in vigore della delibera 539/2015: la nuova disciplina entrerà in vigore il 1 ottobre 2017.

### **Incremento dei costi dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: delibera 342/2016 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 principali operatori elettrici abbiano tenuto condotte abusive sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.

Lo scorso 27 giugno 2016 l'Autorità 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, con riferimento al periodo 1 gennaio 2016-30 giugno 2016, 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 la pubblicazione della delibera 459/2016/R/eel. Attraverso tale deliberazione l'Autorità ha anche prolungato il tempo a disposizione per la conclusione dell'intero procedimento. A seguito dell'istruttoria dell'AEEGSI, nello scorso mese di

settembre 2016 sono state recapitate via PEC ai soggetti coinvolti – incluse ERG Hydro S.r.l. e ERG Power Generation S.r.l. – le 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.

Lo scorso 7 ottobre l'Autorità ha pubblicato la delibera 477/2016/E/eel con la quale sono state intraprese le prime azioni nell'ambito di tali procedimenti nei confronti di utenti del dispacciamento abilitati al mercato dei servizi di dispacciamento, coinvolgendo anche l'Autorità garante per la concorrenza nel mercato per gli interventi di propria competenza in materia di diritto della concorrenza (legge 287/90). Le società del gruppo ERG non sono coinvolte nei procedimenti suddetti.

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.

Lo scorso 19 ottobre l'Autorità ha pubblicato la delibera 575/2016/R/eel, con cui si prevede 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.

#### **Modifiche al settlement del mercato elettrico**

Lo scorso 16 settembre l'AEEGSI, dopo aver rilasciato parere positivo al Ministero dello sviluppo economico, ha pubblicato la delibera 501/2016 con cui approva le modifiche alla disciplina del mercato elettrico proposte dal GME in materia di settlement con decorrenza dal 1 dicembre 2016.

Le modifiche, necessarie alla progressiva armonizzazione delle regole dei mercati dovuta ai progetti di coupling europei, consentono l'anticipo dei termini di pagamento sul mercato del giorno prima (MGP) e sul mercato infragiornaliero (MI), portando la fase di settlement dall'attuale cadenza mensile (M+2) a una cadenza settimanale (W+1).

#### **IDROELETTRICO**

In tema di "certificati verdi", si rimanda a quanto già commentato nel capitolo **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 €/kW. Avverso a tale provvedimento è stato presentato da ERG Hydro S.r.l. ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

#### **Impatti sul Gruppo**

Per quanto riguarda gli eventuali impatti di tali provvedimenti per il 2016 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 Renew.

I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso.

I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare anche in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese.

### Mercato di riferimento <sup>(1)</sup>

Mercato Rinnovabile Italia (GWh) <sup>(2)</sup>	Anno	
	2016	2015
Produzioni da fonti rinnovabili <sup>(3)</sup>	88.188	89.567
di cui:		
Idroelettrica	42.323	46.451
Geotermica	5.865	5.824
Eolica	17.455	14.705
Fotovoltaico	22.545	22.587
<b>Prezzi di cessione (Euro/MWh)</b>		
Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) <sup>(4)</sup>	42,8	52,3
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	100,1	100,1
Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	41,6	50,9
Prezzo energia elettrica zona Sud	40,4	49,4
Prezzo energia elettrica Sicilia	47,6	57,5
Prezzo energia elettrica Sardegna	41,6	51,1
Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia <sup>(5)</sup>	139,0	147,8
Feed In Tariff - Germania <sup>(6)</sup>	92,6	96,2
Feed In Tariff - Francia <sup>(6)</sup>	88,7	90,4
Feed In Tariff - Bulgaria <sup>(6)</sup>	84,0	80,3
Prezzo energia elettrica - Polonia	33,4	37,1
Prezzo certificato di origine - Polonia	10,8	26,0
Prezzo energia elettrica - Romania <sup>(7)</sup>	27,3	29,7
Prezzo certificato verde - Romania <sup>(8)</sup>	29,5	29,5

<sup>(1)</sup> Produzione stimata per il mese di dicembre

<sup>(2)</sup> Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

<sup>(3)</sup> Fonti considerate: idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica

<sup>(4)</sup> Prezzo Unico Nazionale- Fonte GME S.p.A.

<sup>(5)</sup> Il valore medio in Italia non considera la Feed in Tariff di 123,8€/MWh riconosciuta all'impianto di Palazzo S.Gervasio

<sup>(6)</sup> I valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

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

<sup>(8)</sup> 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 2016 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 275.649 GWh (+1,2%) è stata coperta per il 32% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 15% dall'idroelettrico, per il 8% dal fotovoltaico, per il 6% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto al 2015 risultano in crescita l'eolico (+19%) e il geotermico (+1%), mentre la produzione idroelettrica ha registrato un netto decremento (-9%); in linea con l'anno precedente la produzione fotovoltaica.

## Scenario normativo

### Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012<sup>6</sup>, la prosecuzione del sistema dei certificati verdi fino al 2015 e la conversione dal 2016, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium calcolata con analoga formula ed erogata su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Nel dettaglio, il GSE ha stabilito che il pagamento dell'incentivo che sostituisce i Certificati Verdi deve avvenire per il primo trimestre 2016 entro il 30 settembre 2016 mentre per il secondo trimestre 2016 entro il 31 dicembre 2016. L'incasso dell'incentivo relativo alle produzioni del terzo trimestre 2016 avverrà entro il 31 marzo 2017 e del quarto trimestre 2016 entro il 30 giugno 2017.

Quanto al valore del prezzo di ritiro dei Certificati Verdi 2015 e degli incentivi 2016, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la deliberazione 29/2016/R/EFR del 28 gennaio 2016 il valore medio annuo registrato nel 2015 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 51,69 €/MWh. Pertanto, il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi 2015 e degli incentivi 2016, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente<sup>7</sup>, è pari a 100,08 €/MWh<sup>8</sup>.

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

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

Per quanto riguarda i nuovi incentivi alle FER diverse dal fotovoltaico si rimanda a quanto commentato in merito al nuovo DM 23 giugno 2016<sup>11</sup> nel capitolo "Quadro normativo di riferimento": principali novità", paragrafo "DM 23 giugno 2016 – Incentivi per le FER elettriche non fotovoltaiche, anno 2016", presente nella Relazione sulla Gestione in oggetto.

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

### Legge di stabilità n. 208/2015

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

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

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

<sup>7</sup> Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

<sup>8</sup> 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 €/CV, salvo conguaglio in funzione della determinazione del prezzo di ritiro.

<sup>9</sup> Base d'asta di 127 €/MWh.

<sup>10</sup> In seguito a sentenza TAR Lombardia del 14 febbraio 2014 sono stati reintegrati in graduatoria 66 MW che erano stati precedentemente esclusi dalla seconda asta (dopo la chiusura del periodo di presentazione delle offerte d'asta) perché appartenenti al periodo transitorio. Di conseguenza, tale capacità è stata sottratta al contingente 2015.

<sup>11</sup> Ai sensi del primo comma dell'art. 26 del DM 23 giugno 2016, lo scorso 20 agosto 2016 il GSE ha pubblicato i bandi relativi ai registri e alle aste per l'accesso ai nuovi incentivi alla produzione di energia elettrica da FER non fotovoltaiche. Le aste e i registri sono stati aperti il 30 agosto 2016 e si chiudono il 27 novembre 2016.

tecnico-fisiche risultano tipicamente parti impiantistiche integranti e funzionali dell'impianto eolico non certo riconducibili a fabbricati.

## 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.

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, se la resa dell'impianto è superiore all'80% della resa dell'impianto di riferimento (altrimenti l'impianto gode della tariffa massima per tutti i 20 anni di incentivazione). A partire da marzo 2017, la tariffa subisce delle riduzioni sulla base di un calendario pre-stabilito<sup>12</sup>: - da marzo 2017 ad agosto 2017, si applica una riduzione mensile dell'1,05%; da ottobre 2017 a ottobre 2018 la riduzione è dello 0,4% su base trimestrale; da ottobre 2017, si applicano ulteriori variazioni alla tariffa in funzione del superamento o meno dei 2.500 MW di potenza eolica installata.

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 €/MWh, dal 2018 sarà pari alla media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti, incrementate dell'8%. Nel 2017 si terranno 3 aste (1 maggio, 1 agosto e 1 novembre), nel 2018 4 aste (1 febbraio, 1 maggio, 1 agosto e 1 ottobre) e tre sessioni nel 2020 (1 febbraio, 1 giugno, 1 ottobre). I contingenti di potenza messi a disposizione per le aste eoliche sono pari a: 2.800 MW/anno per gli anni 2017, 2018 e 2019 e 2.900 MW/anno dal 2020 in avanti, con l'obiettivo di raggiungere una quota di rinnovabili del 40-45% al 2025, 55-60% al 2035, minimo 80% al 2050. Sono previste 3 aste eoliche nel 2017 (la prima a maggio 2017) e 4 nel 2018. Inoltre, tra 2018 e 2020, 400 MW di potenza installata annua dovranno essere assegnati attraverso *tender* congiunti eolico *on shore* e fotovoltaico. Le quote rispettive per tecnologia assegnate saranno da scontare dal rispettivo contingente annuo.

## 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 perfezionato 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).

<sup>12</sup> 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.

Il sistema di FIP più premio introdotto con il decreto 13 dicembre 2016 (che si applica agli impianti con domanda di acquisto stipulata 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 partire dal 2017, la Francia introdurrà un sistema di incentivo ad aste, il decreto attuativo è attualmente ancora all'esame della Commissione Europea. Nel progetto di decreto si prevede l'esclusione dal sistema di aste per gli impianti con un massimo di 6 turbine installate.

L'approvazione da parte della Commissione europea e la pubblicazione finale del decreto sono previsti entro aprile 2017, ovvero prima delle nuove elezioni presidenziali francesi. Lo scopo del Governo è di rendere il sistema di incentivazione più efficiente, facilitando l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato.

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 2200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 €/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 €/MWh a partire da luglio 2015.

Da luglio 2015 è inoltre stata introdotta una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

A partire dal mese di giugno 2014, è stata introdotta la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili, che ha comportato un onere significativo per gli impianti.

### Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i Certificati Verdi per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di certificati verdi) è sul consumo finale di energia elettrica. Per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 certificati verdi per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 1 certificato verde a partire dal 2018 e il prezzo unitario dei certificati verdi varia fra un cap (55 €/MWh in moneta 2010) ed un floor (27 €/MWh in moneta 2010), definiti in Euro, ed indicizzati all'inflazione su base annua. I certificati verdi hanno validità annua e, in base alla normativa attualmente in vigore, sono riconosciuti sul valore minimo tra l'energia prevista e quella effettivamente prodotta. La Legge 23/2014, che emenda e recepisce la precedente ordinanza di Emergenza del marzo 2013, è stata, dopo alcune vicissitudini, ratificata dal Presidente rumeno nel mese di marzo 2014<sup>13</sup> ed approvata dalla Commissione Europea - DG Competition nel mese di maggio 2015.

La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione ed in particolare, per gli impianti eolici esistenti, è prevista la trattenuta di 1 Certificato Verde nel periodo 1 luglio 2013-31 marzo 2017. I Certificati Verdi trattenuti verranno via via "sbloccati" a partire dall'1 gennaio 2018 e comunque non oltre il 31 dicembre 2020, con modalità ancora da definire. Nel frattempo il Governo, su indicazioni dell'ANRE, ha

<sup>13</sup> Decreto 270/2014 di approvazione della Legge 23/2014, che approva l'Ordinanza di Emergenza 57/2013, che modifica e integra la Legge 220/2008 per il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi.

portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2016 dal 17% previsto dalla precedente normativa al 12,15%. In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

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

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

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

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

A tale riguardo è stato emesso un provvedimento (cd. ordinanza di Emergenza), pubblicato il 18/11/2016 e successivamente modificato. Il provvedimento prevede, tra altre cose, la definizione di un floor (di 29,4 €/MWh) ed un cap (a 35€/MWh) al prezzo dei CV.

La validità dei CV rilasciati dal mese successivo all'entrata in vigore del provvedimento e di quelli oggetto di posticipazione (banking) viene estesa al 31 marzo 2032 (in precedenza la validità dei CV era pari ad un anno).

I CV oggetto di posticipazione (banking) saranno re-introdotti nel mercato nel periodo 1 gennaio 2018 - 31 dicembre 2025 (in precedenza la finestra temporale era compresa tra il 1° gennaio 2018 ed il 31 dicembre 2020).

Detta ordinanza di emergenza, ritenuta dalla Commissione Europe in linea con le guidelines sugli aiuti di stato, non è ad oggi entrata in vigore in quanto non è stata ratificata da tutte le autorità romene competenti (tra cui il Ministero dei Fondi europei, il Ministero delle Finanze ed il Ministero della Giustizia).

## Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti in esercizio entro giugno 2016 è basato su Certificati d'Origine (CO) per i primi 15 anni di attività, con quote d'obbligo annue sul consumo di energia elettrica (ad esclusione dei grandi energivori). La quota d'obbligo annua è pari al 16% per il 2016 e 17% per il 2017. Al momento non è stata stabilita alcuna quota per gli anni successivi al 2017. La legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili approvata a marzo 2015 (ed emendata a dicembre 2015) aveva introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 è dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" 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. Un possibile effetto potrebbe pertanto essere la riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di CO riconosciuti alla co-combustione "non dedicata". Al momento è ancora prematuro prevedere quali impatti la norma potrebbe avere sul bilancio domanda/offerta CO, ma l'incertezza legata al quadro normativo ha contribuito a comportare una forte discesa nel prezzo dei CO scambiati sul mercato.

È previsto anche un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione di incentivi del tipo feed-in premium sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è obbligatorio per gli impianti che entreranno in esercizio a partire da luglio 2016. La versione della legge approvata a giugno<sup>14</sup> 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.

L'Unione europea ha già anticipato informalmente notevoli dubbi circa la conformità del regime con le norme comunitarie in materia di concorrenza, ma ancora non ci sono stati annunci ufficiali.

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

<sup>14</sup> Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo Quadro normativo di riferimento

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 annue sul consumo di energia elettrica, definite su base annua in base alla (i) produzione FER attesa (aggiungendo un margine del 10% c.d. *headroom*) ed al (ii) consumo di EE atteso, con l'obiettivo di mantenere il mercato in equilibrio/corto. La quota calcolata per il periodo aprile 2016 – marzo 2017 è pari al 34,8% per la Gran Bretagna ed al 14,2% per l'Irlanda del Nord. L'incentivo è riconosciuto per 20 anni. In seguito all'approvazione nel 2016 del nuovo Energy Bill, l'accesso a tale sistema è sostanzialmente previsto per gli impianti programmati entro il 31 marzo 2016 e realizzati entro il 31 marzo 2017. Sono riconosciuti dei *grace period* se ritardi nella costruzione non sono direttamente imputabile al produttore.
- **CfD** - per i nuovi impianti a fonti rinnovabili è prevista la transizione ad un sistema di incentivazione del tipo CfD aggiudicato tramite aste al ribasso multi-tecnologiche. Tale incentivo è riconosciuto per 15 anni (inflazionato). Gli indirizzi in materia del partito Conservatore, al Governo da maggio 2015, hanno tuttavia creato incertezza sul futuro dei CfD per l'eolico on-shore e non sono al momento previsti contingenti per questa tecnologia nelle prossime aste (l'asta che era prevista per Ottobre 2015 è stata rimandata a data da destinarsi, al momento non prevedibile).

## Sintesi dei risultati a valori correnti del periodo

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

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

	Anno	
	2016	2015
<b>Risultati economici</b>		
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>423</b>	<b>345</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>308</b>	<b>254</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(163)	(134)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>145</b>	<b>120</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	44	95
<b>Principali dati finanziari <sup>(2)</sup></b>		
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.002</b>	<b>1.827</b>
Patrimonio netto	724	679
Indebitamento finanziario netto totale	1.279	1.148
di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>	1.154	1.135
<b>Ebitda Margin % <sup>(4)</sup></b>	<b>73%</b>	<b>74%</b>

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

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

<sup>(3)</sup> al lordo delle disponibilità liquide

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

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

Margine operativo lordo a valori correnti	Anno	
	2016	2015
<b>Italia</b>	<b>235</b>	<b>213</b>
<b>Eestero</b>	<b>72</b>	<b>41</b>
di cui		
<i>Germania</i>	<i>18</i>	<i>12</i>
<i>Francia</i>	<i>32</i>	<i>13</i>
<i>Bulgaria</i>	<i>8</i>	<i>4</i>
<i>Romania</i>	<i>8</i>	<i>8</i>
<i>Polonia</i>	<i>6</i>	<i>4</i>
<b>Totale</b>	<b>308</b>	<b>254</b>

I ricavi consolidati registrati nel 2016 sono superiori a quelli del 2015, grazie al forte incremento delle produzioni all'estero a seguito del pieno contributo dei nuovi parchi eolici in Francia (124 MW), Germania (82 MW) e Polonia (82 MW). Per quanto riguarda i ricavi relativi ai parchi eolici in Italia, le maggiori produzioni nel periodo (+16%) hanno più che compensato la significativa riduzione dei prezzi complessivi di vendita nel paese (-6%).

Per quanto riguarda la diminuzione dei prezzi di vendita nel 2016, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 38,9 Euro/MWh, in contrazione del 18,5% rispetto al valore di 47,7 Euro/MWh registrato nel 2015; tale valore corrisponde al prezzo di cessione all'Energy Management del gruppo ERG, che riflette la formazione del prezzo sul mercato spot (IPEX). Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex certificati verdi), è stato pari a 139,0 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 147,8 Euro/MWh del 2015.

Tale decremento è legato al forte calo dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche, mentre il valore degli incentivi (ex certificati verdi) è immutato e pari a 100,1 Euro/MWh. Si segnala infatti che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex certificati verdi) viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente (vedi sezione scenario tariffario). Di conseguenza, diversamente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma avranno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 88,7 Euro/MWh e 92,6 €/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 1.281 GWh, di cui oltre 660 GWh derivanti dalla maggiore capacità installata rispetto al 2015.

Il margine operativo lordo a valori correnti del 2016 è pari complessivamente a 308 milioni, in aumento rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente (254 milioni), per le motivazioni sopra richiamate.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 73%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in leggera diminuzione rispetto al 2015 (74%). In particolare, a fronte del permanere di una elevata redditività in Italia, l'indicatore è in diminuzione a seguito dell'aumento dell'incidenza delle produzioni all'estero, caratterizzate da prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori.

Potenza installata (MW)	Anno	
	2016	2015
<b>- Italia</b>	<b>1.094</b>	<b>1.087</b>
di cui		
<i>Campania</i>	247	239
<i>Calabria</i>	120	120
<i>Puglia</i>	249	249
<i>Molise</i>	79	79
<i>Basilicata</i>	89	89
<i>Sicilia</i>	198	198
<i>Sardegna</i>	111	111
<i>Altre</i>	2	2
<b>- Estero</b>	<b>626</b>	<b>420</b>
di cui		
<i>Germania</i>	168	86
<i>Francia</i>	252	128
<i>Polonia</i>	82	82
<i>Bulgaria</i>	54	54
<i>Romania</i>	70	70
<b>Potenza installata complessiva a fine periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>1.720</b>	<b>1.506</b>

<sup>(1)</sup> potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 31 dicembre 2016 è pari a 1.720 MW, in aumento di 214 MW rispetto al dato al 31 dicembre 2015, a seguito dell'acquisto di 11 parchi eolici in Francia per ulteriori 124 MW e di 6 parchi eolici in Germania per 82 MW, e dell'incremento di capacità installata in Campania per ulteriori 8 MW.

Produzioni (GWh)	Anno	
	2016	2015
<b>- Italia</b>	<b>2.220</b>	<b>1.910</b>
di cui		
<i>Campania</i>	502	414
<i>Calabria</i>	256	240
<i>Puglia</i>	529	472
<i>Molise</i>	167	155
<i>Basilicata</i>	190	164
<i>Sicilia</i>	342	274
<i>Sardegna</i>	233	192
<b>- Estero</b>	<b>1.281</b>	<b>705</b>
di cui		
<i>Germania</i>	240	156
<i>Francia</i>	499	206
<i>Polonia</i>	213	68
<i>Bulgaria</i>	148	74
<i>Romania</i>	181	201
<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>3.501</b>	<b>2.614</b>

Nel 2016 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 3.501 GWh, in crescita rispetto al 2015 (2.614 GWh), con una produzione in aumento circa del 16% in Italia (da 1.910 GWh a 2.220 GWh) ed in crescita dell'82% all'estero (da 705 GWh a 1.281 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+311 GWh) è legato a condizioni anemologiche complessivamente migliori di quelle del 2015, in particolare in Campania, Puglia, Sicilia e Sardegna.

Si ricorda inoltre che la quasi totalità della produzione eolica in Italia nel 2016 e nel 2015 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde).

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento complessivo di 576 GWh è attribuibile principalmente al contributo dei nuovi parchi in Francia, Polonia e Germania, che ha più che compensato la minore produzione dei parchi già operativi.

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

Load Factor %	Anno	
	2016	2015
<b>- Italia</b>	<b>23%</b>	<b>20%</b>
di cui		
<i>Campania</i>	23%	20%
<i>Calabria</i>	24%	23%
<i>Puglia</i>	24%	22%
<i>Molise</i>	24%	22%
<i>Basilicata</i>	24%	21%
<i>Sicilia</i>	20%	16%
<i>Sardegna</i>	24%	20%
<b>- Estero</b>	<b>23%</b>	<b>26%</b>
di cui		
<i>Germania</i>	16%	21%
<i>Francia</i>	23%	24%
<i>Polonia</i>	30%	37%
<i>Bulgaria</i>	31%	31%
<i>Romania</i>	29%	30%
<b>Load factor <sup>(1)</sup></b>	<b>23%</b>	<b>21%</b>

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

Nel 2016 il *load factor* complessivo, pari al 23%, è risultato superiore a quello del 2015, con un aumento dal 20% al 23% in Italia, e una diminuzione dal 26% al 23% all'estero, principalmente a causa di un peggior risultato in Germania e in Francia.

## FONTI PROGRAMMABILI

### Mercato di riferimento

Mercato elettrico Italia (GWh) <sup>(1)</sup>	Anno	
	2016	2015
Domanda	310.251	316.897
Consumo pompaggi	2.424	1.909
Import/Export	37.026	46.378
Produzione interna <sup>(2)</sup>	275.649	272.428
di cui		
<i>Termoelettrica</i>	187.461	182.861
<i>Idroelettrica</i>	42.323	46.451
<i>Altre rinnovabili</i>	45.865	43.116
<b>Prezzi di cessione (Euro/MWh)</b>		
PUN <sup>(3)</sup>	42,8	52,3
Prezzo zonale Sicilia (baseload)	47,6	57,5
Prezzo zonale Centro Nord (peak)	47,6	57,9

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

<sup>(2)</sup> produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

<sup>(3)</sup> Prezzo Unico Nazionale. Fonte: GME S.p.A.

### Scenario di mercato in Italia

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel 2016 è stata pari a 310,3 TWh, in diminuzione (-2,1%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2015. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel 2016 si è registrato un fabbisogno di circa 18,7 TWh, in contrazione (-4,5%) rispetto al 2015, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 43,6 TWh (-2,3%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 275,6 TWh, in aumento dell'1,2% rispetto al 2015, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 37,0 TWh (-20,2% rispetto al 2015). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 68% da centrali termoelettriche e per il restante 32% da fonti rinnovabili. Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una maggiore produzione da fonte termoelettrica (+3%) ed un calo della produzione idroelettrica (-9%), a fronte delle maggiori produzioni delle altre fonti rinnovabili (+6%), in particolare grazie alla maggior produzione eolica (+19%) ed alla sostanziale stabilità della produzione geotermica e fotovoltaica.

Il valore medio del PUN del 2016 si è attestato a 42,8 Euro/MWh, in diminuzione del 18,2% rispetto al valore rilevato nel 2015 (52,3 Euro/MWh).

## Evoluzione dello scenario normativo di riferimento:

- **Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti**

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

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

Nel mese di ottobre 2015 l'Autorità ha altresì pubblicato la Deliberazione 486/2015/R/EEL che, pur riguardando le unità essenziali in regime ordinario, chiarisce ed aggiorna alcuni parametri del Costo Variabile Riconosciuto che hanno effetto anche sulle unità essenziali ex DL 91/2014. Infine, sempre nel mese di ottobre 2015, l'AEEGSI ha approvato la Deliberazione 496/2015 che aggiornava ed estendeva al 2016 il regime ex deliberazione 521/2014.

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

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

Il periodo di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al DL 91/2014 e alla deliberazione 521/2014 e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 28 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente.

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

In data 30 dicembre 2016 sono stati incassati circa 28 milioni come ulteriore acconto del 2015 (ancora da incassare circa 13 milioni) e circa 18 milioni come acconto del 2016 (ancora da incassare circa 13 milioni)

- **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 €/kW di potenza nominale di concessione per modulo, che decorre dal 1° gennaio 2016, è pari al doppio di quella vigente fino al 31 dicembre 2015. Nel dicembre 2015 ERG Hydro S.r.l. ha presentato ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche di Roma per chiedere l'annullamento della menzionata delibera. I risultati del periodo prudenzialmente riflettono il suddetto incremento.

• **Legge di stabilità n. 208/2015**

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

**Premessa sui principali risultati del periodo**

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

- nell'**idroelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia;
- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

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

**Sintesi dei principali risultati del periodo**

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

<b>Risultati economici</b>	<b>Anno</b>	
	<b>2016</b>	<b>2015</b>
<i>(milioni di euro)</i>		
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>601</b>	<b>602</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b> <sup>(1)</sup>	<b>161</b>	<b>115</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(88)	(34)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b> <sup>(1)</sup>	<b>73</b>	<b>81</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	13	9
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>27%</b>	<b>19%</b>

<sup>(1)</sup> 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 <sup>(1)</sup>**

<b>Risultati economici</b>	<b>Anno</b>	
	<b>2016</b>	<b>2015</b>
<i>(milioni di euro)</i>		
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>479</b>	<b>592</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>77</b>	<b>107</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(2)</sup>	(30)	(30)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>47</b>	<b>78</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	10	9
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>16%</b>	<b>18%</b>

<sup>(1)</sup> include contributo Energy Management

<sup>(2)</sup> 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 2016 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.693 GWh, in aumento rispetto al 2015 (2.632 GWh) anche a seguito della minor durata della fermata di manutenzione generale programmata del modulo 2 effettuata nel 2016 rispetto alla manutenzione generale programmata del modulo 1 dell'impianto CCGT avvenuta nel 1° semestre 2015. I ricavi sono diminuiti a seguito della riduzione generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, tale decremento è stato parzialmente mitigato dall'aumento delle quantità complessivamente vendute.

Si segnala inoltre che il diritto al "corrispettivo di reintegro" spettante fino alla vigenza del regime delle Unità Essenziali, nel 2016 è terminato il 27 maggio ed ha comportato l'iscrizione di ricavi per un importo di circa 31 milioni, mentre nel 2015 era spettante per l'intero anno per un controvalore pari a circa 78 milioni.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 752 migliaia di tonnellate, è in diminuzione rispetto alle 802 migliaia di tonnellate del 2015 a seguito della fermata degli impianti ISAB. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo a valori correnti del 2016 è risultato pari a 77 milioni (in diminuzione rispetto ai 107 milioni registrati nel 2015) a fronte della diminuzione dei prezzi di vendita, compensata dalla significativa diminuzione del prezzo del gas e del conseguente incremento del margine (Spark spread), oltre che dal ridotto periodo di spettanza del reintegro costi ex Unità essenziali.

Il raggiungimento di risultati in linea con le aspettative, ma inferiori rispetto al 2015, è sostanzialmente ascrivibile al minor periodo di vigenza del corrispettivo di reintegro ex UESSE, oltre che all'entrata in esercizio a partire da fine maggio 2016 del citato cavo Sorgente-Rizziconi, con una parziale mitigazione dovuta alla riduzione del prezzo del gas, al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Anche nel 2016, infatti, l'impianto ha continuato a beneficiare di elevata affidabilità ed efficienza, perseguite attraverso interventi mirati di investimento nonché tramite la prima manutenzione generale programmata effettuata tra marzo ed aprile 2015 sul modulo 1 dell'impianto CCGT di ERG Power.

I risultati positivi riflettono inoltre 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, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo e la vendita di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo mediante accordi di lungo periodo.

**Idroelettrico**

Si riporta di seguito il contributo apportato da ERG Hydro S.r.l. 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.

Il dato comparativo del 2015 si riferisce al solo mese di dicembre (mese di acquisizione da parte di ERG del nucleo idroelettrico di Terni)

Risultati economici	Anno	
	2016	2015
(milioni di euro)		
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>122</b>	<b>11</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b> <sup>(1)</sup>	<b>84</b>	<b>8</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(58)	(5)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b> <sup>(1)</sup>	<b>26</b>	<b>3</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	0
<b>Ebitda Margin %</b>	<b>68%</b>	<b>74%</b>
<b>Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)</b>	<b>1.358</b>	<b>84</b>

<sup>(1)</sup> 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 2016, pari a 122 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 62 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 51 milioni, a ricavi da MSD per 6 milioni (relativi alla produzione del 1° semestre 2016, mentre il contributo di ulteriori 5 milioni relativo al secondo semestre è rappresentato nella sezione termoelettrico, che include il contributo dell'Energy Management di gruppo) e ad altri ricavi per circa 3 milioni.

I costi, complessivamente pari a 38 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del 2016 è risultato pari a 84 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale grazie alla modulazione degli impianti, ed il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni e per un valore pari a circa 100 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (1.358 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi sostitutivi, pari complessivamente a circa 90 Euro/MWh.

L'EBITDA margin del 2016 è risultato complessivamente pari al 68%, attestandosi su valori particolarmente elevati.

Il load factor consuntivo nel periodo è stato pari al 29% e risente della scarsa idraulicità riscontrata nel periodo (produzione di 1.358 GWh rispetto ad una media storica decennale di 1.478 GWh).

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 127 metri s.l.m., lievemente inferiore rispetto alla media storica.

Si segnala che nel periodo sono stati incassati circa 26 milioni di crediti per certificati verdi relativi ad esercizi precedenti, che erano oggetto di valutazione da parte delle autorità competenti all'atto del perfezionamento dell'acquisizione del Nucleo di Terni, i quali non sono stati rilevati a conto economico ma allocati al valore dell'acquisizione, nell'ambito del relativo processo di attribuzione contabile dei valori (Purchase Price Allocation).

## Investimenti

Si premette che il dato degli investimenti del periodo non include **due importanti acquisizioni** effettuate nel periodo nell'ambito delle Fonti Non Programmabili:

- l'acquisizione a inizio 2016 da un fondo gestito da Impax Management Group **di undici parchi eolici in Francia e di sei parchi eolici in Germania**, con una capacità installata per complessivi 206 MW (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 2016 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 60 milioni (106 milioni nel 2015) di cui 56 milioni relativi ad immobilizzi materiali (101 milioni nel 2015) e 4 milioni ad immobilizzi immateriali (5 milioni nel 2015).

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

(milioni di Euro)	Anno	
	2016	2015
<b>Fonti Non Programmabili <sup>(1)</sup></b>	<b>44</b>	<b>95</b>
Eolico	44	95
<b>Fonti Programmabili</b>	<b>13</b>	<b>9</b>
Termoelettrico	10	9
Idroelettrico	4	0
<b>Corporate</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>Totale</b>	<b>60</b>	<b>106</b>

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

### Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del 2016 (44 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Renew a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord per circa 36 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.

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

### Fonti Programmabili

Gli investimenti del 2016 (13 milioni) si riferiscono ad ERG Power per 9 milioni e ad ERG Hydro per circa 4 milioni, che hanno 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.

Risultati economici (milioni di Euro)	Anno	
	2016	2015
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>135</b>	<b>144</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(75)	(82)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>60</b>	<b>61</b>
<b>Risultato netto a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>28</b>	<b>24</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	60	65
<b>Principali dati finanziari</b>		
Capitale investito netto	532	530
Patrimonio netto	287	236
Indebitamento finanziario netto totale	244	294

<sup>(1)</sup> I dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +45 milioni nel 2016 (-61 milioni nel 2015), inoltre non includono poste non caratteristiche pari a circa -11 milioni nel 2016 (+4,4 milioni nel 2015)

<sup>(2)</sup> 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 2.585 impianti (di cui 1.660 sociali e 925 convenzionati), rispetto ai 2.608 al 31 dicembre 2015. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti e che la diminuzione dei punti vendita è dovuta al processo di ristrutturazione della rete carburanti portato avanti in questi anni, che ha determinato la chiusura di punti vendita a basso erogato, la modernizzazione / automazione di quelli di proprietà a maggior erogato e la risoluzione di contratti di impianti di terzi a scarsa profittabilità.

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

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

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

Il margine operativo lordo a valori correnti del 2016 è pari a circa 135 milioni, in diminuzione rispetto a quello registrato nel 2015 (144 milioni).

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

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

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati del 2016 sono stati lievemente superiori a quelli registrati nell'anno precedente nonostante una contrazione dei margini di raffinazione con l'indicatore EMC in calo da 3,6 \$/barile a 2,3 \$/barile, grazie ai migliori margini della logistica e agli effetti inventariali positivi.

Le lavorazioni effettuate nel 2016 ammontano a 1.627 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 1.609 migliaia di tonnellate del 2015.

Il risultato netto a valori correnti (28 milioni) è stato superiore a quello del 2015 (24 milioni), nonostante il minor margine operativo lordo, beneficia di minori ammortamenti e minori oneri finanziari.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 31 dicembre 2016 risulta pari a 244 milioni, in diminuzione rispetto ai 294 milioni al 31 dicembre 2015, risentendo di normali dinamiche puntuali di circolante di periodo.

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

### Investimenti TotalErg

Nel 2016 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 60 milioni, in lieve diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2015 (65 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 70%) 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.

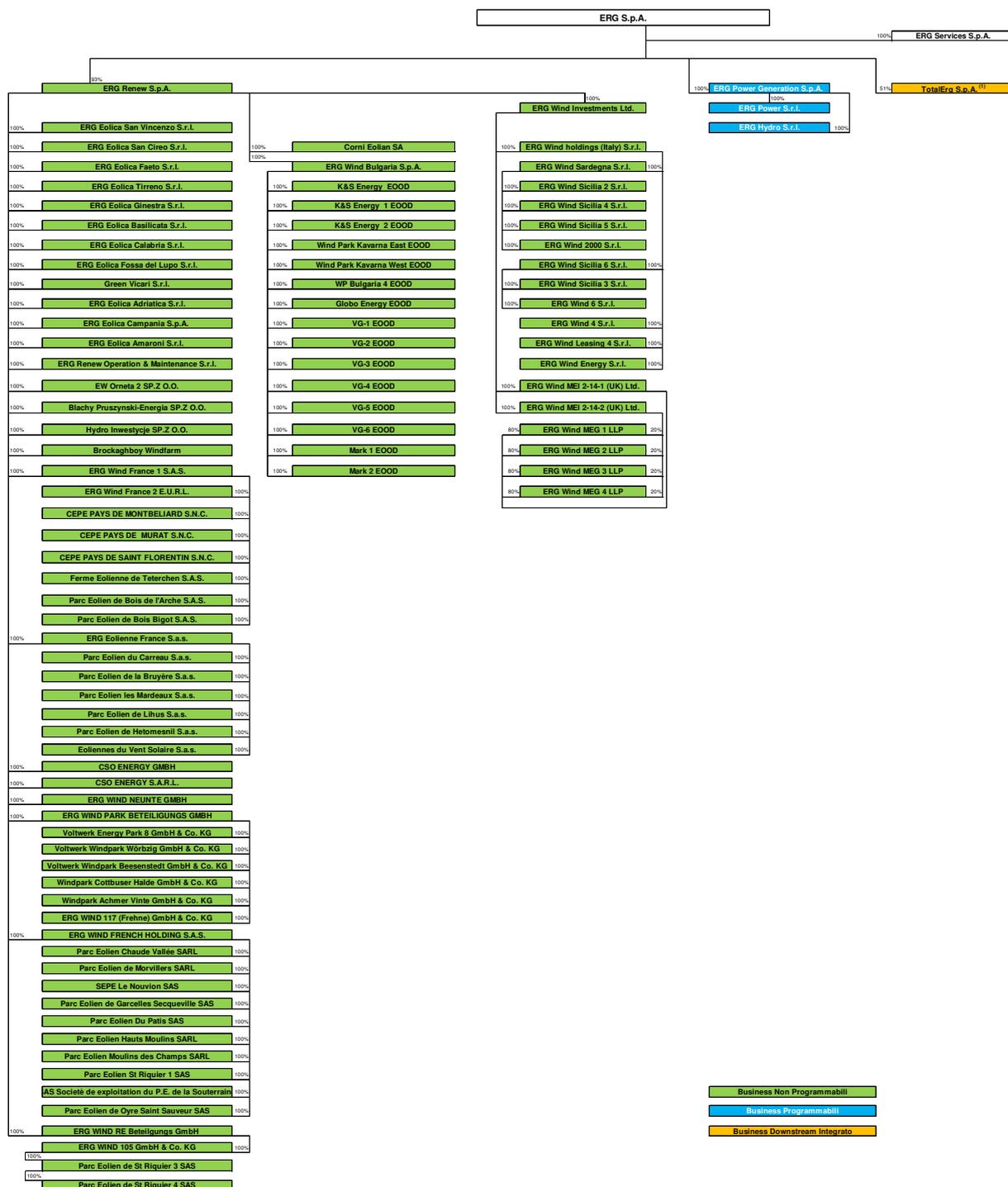
## PROSPETTI CONTABILI

### Area di consolidamento integrale ed aree di business

Nella tabella seguente è riportata l'area di consolidamento al 31 dicembre 2016.

Rispetto al 31 dicembre 2015 si segnala:

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



(1) Società valutata col metodo del patrimonio netto

## Risultati economici, patrimoniali e finanziari

### Conto economico

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

Si rimanda al capitolo “Indicatori alternativi di performance” per l’analisi dei risultati al netto di tali poste che meglio rappresentano l’andamento gestionale del gruppo.

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

Conto Economico riclassificato	Anno	
	2016	2015
<i>(milioni di Euro)</i>		
Ricavi della gestione caratteristica	1.025,5	920,3
Altri ricavi e proventi	16,3	16,3
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.041,8</b>	<b>936,6</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(330,2)	(412,6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(196,0)	(157,5)
Costi del lavoro	(62,3)	(58,2)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>453,3</b>	<b>308,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(253,7)	(163,0)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>199,6</b>	<b>145,2</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(83,9)	(54,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	37,7	(54,2)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>153,5</b>	<b>36,2</b>
Imposte sul reddito	(28,7)	(12,6)
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>124,9</b>	<b>23,7</b>
Risultato di azionisti terzi	(2,4)	(3,1)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>122,5</b>	<b>20,6</b>

### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del 2016 sono pari a 1.025 milioni rispetto ai 920 milioni del 2015. La variazione riflette i seguenti fattori:

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

### Altri ricavi e proventi

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

### Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

Nel 2016 sono pari a 330 milioni in diminuzione di 83 milioni rispetto al 2015 principalmente a seguito dei minori costi per acquisti di gas e energia elettrica.

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

### Costi per servizi ed 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 (ordinarie e legate a operazioni straordinarie), costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.

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

L'incremento della voce si riferisce principalmente alla già commentata variazione del perimetro di consolidamento.

### Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico ed all'impianto CCGT e risultano significativamente superiori rispetto a quelli del 2015 per il pieno contributo nel 2016 degli impianti idroelettrici (maggiori ammortamenti per 53 milioni rispetto al 2015), per l'impatto delle nuove acquisizioni nel settore eolico in Francia e Germania (+ 20 milioni) avvenute nel primo trimestre dell'anno, per l'avvio dell'operatività dei parchi eolici in Polonia (+ 6 milioni) e per il pieno contributo economico dei parchi eolici in Bulgaria e Romania (+ 10 milioni), consolidati integralmente a partire dal 1° gennaio 2016, in parte compensati dal termine della vita utile di alcune componenti elettroniche relative a impianti eolici.

### Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del 2016 sono pari a 84 milioni, rispetto ai 55 milioni registrati nel 2015. L'incremento è imputabile principalmente ai maggiori interessi passivi a medio lungo termine dovuto alla variazione del perimetro societario di riferimento e ai minori proventi relativi alla liquidità gestita in conseguenza del maggiore indebitamento netto medio del periodo (circa 1,7 miliardi di Euro rispetto ai circa 0,6 miliardi nel 2015) e alla minore liquidità gestita (in media 0,3 miliardi nel 2016 rispetto ai 0,9 miliardi del 2015) a seguito cash-out legati alle acquisizioni effettuate nonché di oneri non ricorrenti per circa 8 milioni di Euro afferenti le azioni di ristrutturazione del debito a medio-lungo termine effettuate nel corso dell'esercizio, tra cui si segnala il *refinancing* della Tranche A dell'*acquisition loan* funzionale all'acquisizione di ERG Hydro e il *prepayment* del finanziamento bancario della società rumena Corni Eolian SA, che nel complesso hanno permesso una significativa riduzione del costo medio del debito a medio-lungo termine che nel 2016 si è attestato in media al 3,4% rispetto al 4,1% del 2015.

Al netto degli oneri non ricorrenti di cui sopra, gli oneri finanziari netti a valori correnti del 2016 sono pari a 76 milioni rispetto ai 63 milioni registrati nel 2015 (inclusivi della quota parte della Joint Venture LukErg Renew).

Nel dettaglio la voce include proventi finanziari netti a breve termine per circa 1 milione (9 milioni di Euro nel 2015) derivanti principalmente dalla gestione della minore liquidità disponibile, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 75 milioni di Euro (64 milioni di Euro nel 2015) a seguito del maggiore indebitamento finanziario del periodo e della variazione dell'area di consolidamento, già descritta nei paragrafi precedenti; i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

### Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel 2016 riflette i risultati della *joint venture* TotalErg S.p.A. (+26 milioni, rispetto a -11 milioni nel 2015), i proventi derivanti dalla cessione della partecipazione in ERG Eolica Lucana (+1 milione), mentre il dato comparativo del 2015 include oltre ai risultati di TotalErg S.p.A. (-11 milioni) anche i risultati di LUKERG Renew GmbH (- 3,5 milioni) valutata con il metodo del patrimonio netto.

A valori correnti, depurati dalle variazioni di magazzino e delle poste non ricorrenti, i proventi di TotalErg nel 2016 sono risultati in crescita rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+14 milioni rispetto a +12 nel 2015).

Si segnala inoltre che la voce include nel 2016 proventi per 11 milioni derivanti dalla valutazione al fair value della passività relativa all'opzione di cessione delle minorities di ERG Renew S.p.A. Nel 2015 la voce rifletteva invece oneri per 38 milioni legati alla valutazione al fair value della passività della medesima opzione.

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del 2016 sono pari a 29 milioni (13 milioni nel 2015).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 19% (35% nel 2015).

Il tax rate a valori correnti del 2016, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 22% (23% nel 2015).

Il decremento del tax rate è legato principalmente all'impatto positivo dell'ACE (Aiuto Crescita Economica) per 20 milioni, in aumento rispetto a 11 milioni del 2015, sia per l'adeguamento dell'aliquota applicata (4,75% nel 2016 rispetto al 4,5% nel 2015) che per effetto positivo dell'aumento di capitale effettuato in ERG Power Generation S.p.A. (700 milioni nel terzo trimestre 2016) a seguito degli importanti investimenti realizzati.

## Situazione patrimoniale

<b>Stato Patrimoniale riclassificato</b>	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2015</b>
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.372,2	3.223,9
Capitale circolante operativo netto	160,2	202,1
Trattamento di fine rapporto	(6,7)	(5,5)
Altre attività	310,1	324,7
Altre passività	(549,5)	(621,1)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.286,3</b>	<b>3.124,2</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.729,1	1.626,0
Patrimonio netto di terzi	0,0	50,3
Indebitamento finanziario netto	1.557,2	1.447,9
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.286,3</b>	<b>3.124,2</b>

Al 31 dicembre 2016 il capitale investito netto ammonta a 3.286 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2015.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 47% (46% al 31 dicembre 2015).

### Capitale immobilizzato

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

### Capitale circolante operativo netto

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

### Altre attività

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

### Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici 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**

<b>Riepilogo indebitamento del Gruppo</b>	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2015</b>
(milioni di Euro)		
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.934,1	1.987,8
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(376,9)	(540,0)
<b>TOTALE</b>	<b>1.557,2</b>	<b>1.447,9</b>

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

<b>Indebitamento finanziario a medio-lungo termine</b>	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2015</b>
(milioni di Euro)		
Debiti verso banche a medio-lungo termine	668,4	694,6
Quota corrente mutui e finanziamenti	0,0	0,0
Debiti finanziari a medio-lungo termine	141,9	153,4
<b>Totale</b>	<b>810,4</b>	<b>848,0</b>
Totale Project Financing	1.275,6	1.284,6
Quota corrente Project Financing	(151,9)	(144,7)
<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>1.123,7</b>	<b>1.139,9</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.934,1</b>	<b>1.987,8</b>

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 31 dicembre 2016 sono pari a 668 milioni di Euro (695 milioni al 31 dicembre 2015) 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 Spa (150 milioni), UBI Banca Spa (100 milioni) ed Unicredit Spa (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 srl 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 142 milioni (153 milioni al 31 dicembre 2015).

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" (1.276 milioni al 31 dicembre 2016) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.154 milioni di Euro erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 479 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 81 milioni di Euro;
- finanziamenti per 122 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	31/12/2016	31/12/2015
(milioni di Euro)		
Debiti verso banche a breve termine	2,3	110,0
Quota corrente mutui e finanziamenti	0,0	0,0
Altri debiti finanziari a breve termine	3,8	68,7
<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>6,0</b>	<b>178,7</b>
Disponibilità liquide	(263,3)	(627,0)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(107,6)	(92,9)
<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(370,9)</b>	<b>(719,8)</b>
Project Financing a breve termine	151,9	144,7
Disponibilità liquide	(163,9)	(143,6)
<b>Project Financing</b>	<b>(12,0)</b>	<b>1,1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>(376,9)</b>	<b>(540,0)</b>

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

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

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

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

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

	Anno	
	2016	2015
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:</b>		
(milioni di Euro)		
Flusso di cassa della gestione corrente rettificato <sup>(1)</sup>	381,3	207,2
Pagamento di imposte sul reddito	(14,2)	(125,5)
Variazione circolante operativo netto	69,5	29,2
Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(34,3)	81,2
<b>TOTALE</b>	<b>402,3</b>	<b>192,1</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:</b>		
Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(55,9)	(113,2)
Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	(0,1)	(1,4)
Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	0,0	(0,5)
<b>Totale</b>	<b>(56,1)</b>	<b>(115,1)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:</b>		
Dividendi distribuiti	(142,8)	(71,4)
Altre variazioni patrimonio <sup>(3)</sup>	(6,2)	5,2
<b>Totale</b>	<b>(149,0)</b>	<b>(66,2)</b>
<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO<sup>(2)</sup></b>	<b>(306,5)</b>	<b>(1.128,6)</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(109,3)</b>	<b>(1.117,8)</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE</b>	<b>1.447,9</b>	<b>330,1</b>
<b>VARIAZIONE DEL PERIODO</b>	<b>109,3</b>	<b>1.117,8</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE</b>	<b>1.557,2</b>	<b>1.447,9</b>

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

<sup>(2)</sup> la variazione dell'area di consolidamento nel 2016 si riferisce principalmente al consolidamento integrale delle società acquisite da Impax Asset Management .

<sup>(3)</sup> 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 1.557 milioni, in aumento di 109 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2015 principalmente per l'acquisizione dei parchi eolici francesi e tedeschi dal gruppo Impax (292 milioni), per l'ingresso nel Regno Unito (14 milioni), per la distribuzione di dividendi (143 milioni), nonché per gli investimenti del periodo (60 milioni) e il pagamento delle imposte (14 milioni). L'elevato flusso di cassa operativo netto del periodo di oltre 400 milioni, ha significativamente compensato tali effetti; si segnala che nel periodo sono stati incassati circa 40 milioni di crediti pregressi inerenti a certificati verdi e corrispettivi per sottensioni di acque relativi al nucleo idroelettrico di Terni, non rilevati a conto economico ma per 25 milioni a rettifica di PPA, nell'ambito della relativa acquisizione.

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

### **Indicatori alternativi di performance**

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

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

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

Di seguito sono descritte le componenti utilizzate per la determinazione del calcolo dei risultati a valori correnti *adjusted*.

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

Gli **utili (perdite) su magazzino**<sup>15</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.

Si ricorda che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%), con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, il cui contributo economico è pertanto consolidato integralmente a partire dal 1° gennaio 2016. In considerazione del commentato cambio di perimetro e al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei periodi a confronto, si è proceduto ad indicare nei dati comparativi i valori *adjusted* del 2015 che comprendevano la quota di spettanza ERG dei risultati economici a valori correnti della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%).

---

<sup>15</sup> Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla *joint venture* TotalErg

## Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti

	Anno	
	2016	2015
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>453,3</b>	<b>308,3</b>
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>		
<b>Corporate</b>		
- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,0	1,3
- Oneri accessori acquisizione ERG Hydro	0,0	11,2
- Svalutazione certificati ambientali	0,0	2,6
- Oneri per riorganizzazione societaria	0,0	1,7
<b>Fonti Programmabili</b>		
- Oneri per riorganizzazione societaria	0,3	1,7
- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	0,0	5,2
<b>Fonti Non Programmabili</b>		
- Oneri per riorganizzazione societaria	0,9	0,0
- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,9	6,3
<hr/>		
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>	<b>455,4</b>	<b>338,1</b>
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	<i>0,0</i>	<i>11,9</i>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <i>adjusted</i></b>	<b>455,4</b>	<b>350,0</b>
<hr/>		
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>		
<b>Ammortamenti a valori correnti</b>	<b>(253,7)</b>	<b>(163,0)</b>
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	<i>0,0</i>	<i>(7,8)</i>
<b>Ammortamenti a valori correnti <i>adjusted</i></b>	<b>(253,7)</b>	<b>(170,9)</b>
<hr/>		
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>201,7</b>	<b>175,1</b>
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	<i>0,0</i>	<i>4,1</i>
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <i>adjusted</i></b>	<b>201,7</b>	<b>179,1</b>

<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>122,5</b>	<b>20,6</b>
<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>	<i>(15,7)</i>	<i>21,9</i>
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>		
<i>Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia</i>	<i>0,0</i>	<i>0,5</i>
<i>Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite</i>	<i>0,0</i>	<i>(2,9)</i>
<i>Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Hydro</i>	<i>0,0</i>	<i>13,1</i>
<i>Esclusione Svalutazione certificati ambientali</i>	<i>0,0</i>	<i>1,9</i>
<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	<i>0,8</i>	<i>6,4</i>
<i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	<i>4,1</i>	<i>1,6</i>
<i>Esclusione effetto prepayment finanziamenti (1)</i>	<i>5,9</i>	<i>0,0</i>
<i>Esclusione impatto adeguamento imposte</i>	<i>0,0</i>	<i>(8,4)</i>
<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	<i>0,8</i>	<i>2,5</i>
<i>Esclusione proventi straordinari scioglimento Joint Venture LukErg</i>	<i>0,0</i>	<i>0,3</i>
<i>Esclusione accantonamento rischi partecipazioni</i>	<i>0,0</i>	<i>0,9</i>
<i>Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities (2)</i>	<i>(11,0)</i>	<i>38,0</i>
<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti (1)</b>	<b>107,3</b>	<b>96,3</b>

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

Note:

- (1) Oneri accessori al prepayment anticipato di finanziamenti per parchi eolici in Romania e Germania
- (2) Rilevazione di proventi finanziari derivanti dalla valutazione al fair value della passività relativa ad un'opzione di cessione delle minorities di ERG Renew S.p.A

Si evidenzia che le poste non caratteristiche di TotalErg si riferiscono principalmente a oneri di natura straordinaria correlati a bonifiche.

Nella tabella sottostante viene indicata la riconduzione del Conto Economico a valori correnti.

(milioni di Euro)	Reported	Poste non caratteristiche	A valori correnti adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	1.025,5	-	1.025,5
Altri ricavi e proventi	16,3	-	16,3
<b>Ricavi totali</b>	<b>1.041,8</b>	<b>-</b>	<b>1.041,8</b>
Costi per acquisti	(332,1)	-	(332,1)
Variazioni delle rimanenze	1,9	-	1,9
Costi per servizi e altri costi operativi	(196,0)	0,9	(195,1)
Costi del lavoro	(62,3)	1,2	(61,1)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>453,3</b>	<b>2,1</b>	<b>455,4</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(253,7)	-	(253,7)
<b>Risultato operativo</b>	<b>199,6</b>	<b>2,1</b>	<b>201,7</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(83,9)	7,7	(76,2)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	37,7	(22,7)	15,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>153,5</b>	<b>(12,9)</b>	<b>140,7</b>
Imposte sul reddito	(28,7)	(1,8)	(30,4)
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>124,9</b>	<b>(14,7)</b>	<b>110,2</b>
Risultato di azionisti terzi	(2,4)	(0,5)	(2,9)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>122,5</b>	<b>(15,1)</b>	<b>107,3</b>

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Nell'ambito del Progetto "ONE Company", ERG Power Generation S.p.A. ha incorporato, con efficacia a decorrere dal **1 gennaio 2017**, ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. ed ERG Renew S.p.A. subentrando a titolo universale in tutti i rapporti giuridici attivi e passivi delle società incorporate. In **data 12 gennaio 2017**, l'Assemblea degli Azionisti di ERG Power Generation S.p.A. ha nominato un nuovo Consiglio di Amministrazione – presieduto da Vittorio Garrone – che ha confermato, in pari data, Pietro Tittoni nella carica di Amministratore Delegato.

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 CO2 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 è previsto nel corso del secondo trimestre 2017, una volta ottenuta l'autorizzazione dall'Antitrust in Germania.

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 localizzazione geografica dei parchi, ubicati nelle regioni dell'alta Sassonia e della Renania in prossimità degli altri parchi eolici del Gruppo ERG e della sua sede operativa tedesca, consentirà di ottimizzare ulteriormente le attività di asset management, con ulteriori potenziali vantaggi anche per i servizi prestati verso terzi.

## 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 dal 2016 ha raggiunto 626 MW di potenza installata all'estero, pari al 37% dei 1.720 MW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire l'ottavo operatore eolico *on-shore* in Europa. 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 49 MW, con i quali ERG consolida la propria posizione a circa 216 MW, divenendo uno dei primi operatori eolici nel paese. Il risultato operativo all'estero è previsto quindi in crescita grazie al contributo dei nuovi parchi parzialmente compensato da una previsione di minore ventosità, che già sconta gli andamenti di inizio anno, in particolare in Francia e Germania.

Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 214MW e della scarsa ventosità registrata ad inizio anno. 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 TSO 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 si prevedono risultati in crescita grazie al maggior prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni, alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento ed alle azioni di continuo efficientamento.

Per l'impianto Termoelettrico si prevedono risultati in 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 parte mitigata 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 dallo 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 0,50 Euro per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

### **Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione**

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

Fine Comunicato n.0118-3

Numero di Pagine: 68