

Informazione Regolamentata n. 0118-3-2015	Data/Ora Ricezione 12 Marzo 2015 07:45:09	MTA
---	---	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 54235

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : IROS 08; IRCG 06; IRAG 01; IROS 09;  
IROS 02

Data/Ora Ricezione : 12 Marzo 2015 07:45:09

Data/Ora Inizio : 12 Marzo 2015 08:00:10

Diffusione presunta

Oggetto : Il Consiglio di Amministrazione approva il  
bilancio consolidato e il progetto di bilancio  
al 31/12/14

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



## Comunicato stampa

### Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31 dicembre 2014

**MOL consolidato a valori correnti<sup>1</sup> adjusted<sup>2</sup>: 491 milioni di Euro, 569 milioni nel 2013**  
**Risultato netto di Gruppo a valori correnti<sup>3</sup>: 76 milioni di Euro, 38 milioni nel 2013**  
**Dividendo proposto Euro 0,50 per azione**

### Quarto trimestre 2014<sup>4</sup>

**MOL consolidato a valori correnti<sup>1</sup> adjusted<sup>2</sup>: 91 milioni di Euro, 132 milioni nel 4° Q. 2013**  
**Risultato netto di Gruppo a valori correnti<sup>3</sup>: 1 milioni di Euro, 3 milioni nel 4° Q. 2013**

**Genova, 12 marzo 2015** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2014<sup>5</sup>, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, il piano di incentivazione monetaria di lungo termine 2015 – 2017, la relazione sulla remunerazione e il progetto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading in ERG.

### Risultati finanziari consolidati a valori correnti

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2014	2013	Var. %		2014	2013	Var. %
91	132	-31 %	MOL <i>adjusted</i>	491	569	-14 %
31	56	-44 %	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	249	278	-10 %
1	3	-82 %	Risultato netto di Gruppo	76	38	+98 %

	31.12.14	31.12.13	variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	330	807	-477
Leverage <sup>6</sup>	16%	29%	
Indebitamento finanziario netto <i>adjusted</i> <sup>7</sup> (milioni di Euro)	538	1.015	-477
Leverage <i>adjusted</i> <sup>7</sup>	24%	34%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato: “il 2014 è stato un altro anno di risultati economico-finanziari molto soddisfacenti e superiori alle indicazioni date alla comunità finanziaria ad inizio anno, nonostante il perdurare di scenari energetici e macroeconomici ancora difficili. L’utile netto di Gruppo è raddoppiato e l’indebitamento finanziario netto si è dimezzato rispetto al 2013, grazie sia alle operazioni straordinarie concluse nell’esercizio, che ad una forte generazione di cassa operativa dei nostri asset, che si confermano di elevata qualità. Il margine operativo lordo, cresciuto a parità di perimetro, ha beneficiato del forte contributo dei nuovi parchi eolici all’estero, della positiva performance dell’impianto CCGT e dei risultati in crescita della Rete di TotalErg. Nel 2014 abbiamo di fatto raggiunto gli obiettivi che avevamo condiviso con il Mercato nel Piano 2013 - 2015. Stiamo ora finalizzando il prossimo Piano che confermerà il percorso industriale intrapreso nel recente passato. Per il 2015 ci attendiamo un risultato operativo lordo di circa 400 milioni di Euro, in leggera crescita se confrontato con quello del 2014 a perimetro omogeneo di attività, e un indebitamento finanziario netto di circa 650 milioni di Euro.”

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 24 aprile 2015 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 27 aprile 2015 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 0,50 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2015 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 18 maggio 2015 (*ex date*) e *record date* il 19 maggio 2015.

### **Confronto risultati a parità di perimetro**

Il confronto dei risultati del quarto trimestre 2014 con quelli del corrispondente periodo del 2013 risente del cambiamento del perimetro, con particolare riferimento alla cessione dell'ultima quota della Raffineria ISAB alla fine del 2013 ed alla cessione dell'impianto IGCC alla fine del primo semestre 2014. Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi, nella tabella sottostante si propone il confronto dei risultati a perimetro costante.

In particolare si è proceduto ad un *restatement* sia del quarto trimestre 2013 che dell'intero anno, eliminando i contributi di ISAB Energy (59 milioni di Euro per il quarto trimestre, 132 milioni per il secondo semestre) e della Raffinazione costiera (-13 milioni di Euro nel quarto trimestre, -50 milioni di Euro per l'intero anno).

4° trimestre			Anno	
2014	2013		2014	2013
	Restated			Restated
66	59	Rinnovabili	267	245
22	24	Power	204	226
9	11	Downstream Integrato	44	45
(6)	(7)	Corporate	(24)	(30)
<b>91</b>	<b>87</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted</b>	<b>491</b>	<b>487</b>

Nell'anno la lieve crescita del margine operativo lordo a valori correnti *adjusted*, a parità di perimetro, riflette principalmente il maggiore contributo delle rinnovabili e la riduzione dei costi centrali, compensati dal minore contributo dell'impianto ISAB Energy nel primo semestre dell'anno per effetto di una significativa contrazione del prezzo di vendita CIP6 dell'energia elettrica. Si evidenzia che a fronte di un andamento economico sostanzialmente in linea, l'indebitamento finanziario netto risulta in forte riduzione rispetto all'anno precedente proprio per gli incassi straordinari legati alle due operazioni, la cessione del 20% della Raffineria ISAB e l'incasso del corrispettivo di uscita anticipata dal CIP6. L'andamento delle grandezze economiche e patrimoniali riflettono la significativa trasformazione del portafoglio di attività del Gruppo che è proseguita nel corso del 2014.

Nel quarto trimestre la lieve crescita del margine operativo lordo a valori correnti *adjusted*, a parità di perimetro, riflette principalmente il maggiore contributo delle rinnovabili.

### **Quarto trimestre 2014**

#### **Risultati finanziari consolidati**

Il **margine operativo lordo consolidato a valori correnti *adjusted*** è di 91 milioni di Euro, rispetto ai 132 milioni di Euro dello stesso periodo del 2013 alla luce del diverso perimetro di attività.

- **Rinnovabili:** il margine operativo lordo a valori correnti è di 66 milioni di Euro, in crescita rispetto ai 59 milioni di Euro del quarto trimestre 2013, grazie principalmente al contributo dei nuovi parchi in Italia e all'estero e ai maggiori prezzi medi di vendita nel periodo.

- **Power:** il margine operativo lordo a valori correnti del settore è di 22 milioni di Euro, in calo rispetto agli 83 milioni di Euro del 2013, a causa del diverso perimetro di attività dovuto alla cessione dell'impianto ISAB Energy, il cui contributo è venuto meno per l'intero quarto trimestre 2014. Si ricorda che nell'analogo periodo del 2013, il valore per ISAB Energy è stato pari a 59 milioni di Euro.
- **Downstream Integrato:** il margine operativo lordo a valori correnti *adjusted* è positivo per 9 milioni di Euro, in netta crescita rispetto al risultato negativo per 2 milioni di Euro del quarto trimestre 2013, principalmente grazie alla cessazione dell'attività della Raffinazione costiera, oltre che ai migliori risultati di TotalErg; tali effetti positivi sono stati in parte limitati da una *performance* negativa di ERG Supply & Trading nel periodo.

Il **risultato operativo netto consolidato a valori correnti *adjusted*** è di 31 milioni di Euro, in calo rispetto ai 56 milioni di Euro del quarto trimestre 2013, dopo ammortamenti per 60 milioni di Euro (76 milioni di Euro nello stesso periodo del 2013).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è di 1 milione di Euro, in flessione rispetto ai 3 milioni di Euro del quarto trimestre 2013.

## **Anno 2014**

### **Risultati finanziari consolidati**

Il **margine operativo lordo consolidato a valori correnti *adjusted*** è di 491 milioni di Euro, rispetto ai 569 milioni di Euro del 2013, ma in presenza di un diverso perimetro di attività.

- **Rinnovabili:** il margine operativo lordo di 267 milioni di Euro, in crescita rispetto all'analogo periodo dello scorso anno (245 milioni di Euro), beneficia del contributo dei nuovi parchi in Italia e all'estero, dell'incremento dell'efficienza, a seguito dell'internalizzazione delle attività di O&M e dei minori oneri di sbilanciamento, a seguito degli effetti della recente sentenza del Consiglio di Stato che hanno più che compensato la riduzione dei prezzi medi di vendita.
- **Power:** il margine operativo lordo di 204 milioni di Euro è in contrazione rispetto ai 358 milioni di Euro del 2013, principalmente a causa del minor apporto di ISAB Energy, il cui contributo è venuto meno nel secondo semestre, in seguito alla cessione dell'impianto e che nel primo semestre aveva risentito della forte riduzione della tariffa CIP6 rispetto al 2013. Il risultato dell'attività dell'impianto CCGT, di circa 100 milioni di Euro, è pressoché in linea con quello dello scorso anno.
- **Downstream Integrato:** il margine operativo lordo di 44 milioni di Euro è in forte miglioramento rispetto al risultato negativo di 5 milioni di Euro registrato nel 2013, grazie principalmente ai migliori risultati di TotalErg che beneficiano di importanti azioni di efficienza e alla cessazione dell'attività di Raffinazione Costiera, conseguente alla cessione dell'ultimo 20% della Raffineria ISAB. Questi effetti positivi sono stati in parte limitati da una *performance* negativa di ERG Supply & Trading. In considerazione di tali risultati negativi e tenuto conto dell'evoluzione degli indirizzi strategici del Gruppo si è deciso di non proseguire le relative attività di business.

Il **risultato operativo netto a valori correnti *adjusted*** è stato di 249 milioni di Euro (278 milioni di Euro nel 2013) dopo ammortamenti per 241 milioni di Euro (291 milioni di Euro nel 2013).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato di 76 milioni di Euro, rispetto al risultato di 38 milioni del 2013. Il significativo miglioramento è legato, principalmente, al maggior contributo delle rinnovabili e all'uscita dalla Raffinazione Costiera che hanno più che compensato i minori utili di ISAB Energy nel periodo. I risultati hanno, inoltre, beneficiato di minori oneri finanziari netti e di un minore *tax rate* anche a seguito della riduzione dell'addizionale IRES dal 10,5% al 6,5% sulle imposte correnti.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato di 48 milioni di Euro (28 milioni di Euro nel 2013) e risente principalmente dell'effetto positivo della risoluzione del CIP6 di ISAB Energy (317 milioni di Euro, al netto dell'effetto fiscale), parzialmente compensato dalla minusvalenza netta legata alla cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services (268 milioni di Euro, al netto dell'effetto fiscale). Il risultato risente inoltre degli effetti negativi (-19 milioni di Euro) legati allo stralcio di *tax asset* in conseguenza della dichiarata incostituzionalità non retroattiva dell'addizionale Robin Tax e del *fair value* negativo (-7 milioni di Euro) di strumenti derivati. Si ricorda che i risultati del 2013 includevano l'impatto positivo dovuto alla cessione dell'ultimo 20% della partecipazione in ISAB, con una plusvalenza di 177 milioni di Euro, in parte compensata da accantonamenti legati alle attività sul sito di Priolo e conseguenti, principalmente, all'uscita dal settore della raffinazione e da oneri accessori relativi all'acquisizione di ERG Wind. Il risultato rifletteva, inoltre, la svalutazione della partecipazione in TotalErg per 58 milioni di Euro a seguito dell'*Impairment Test*.

L'**indebitamento finanziario netto** è di 330 milioni di Euro, in diminuzione di 477 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2013, principalmente a seguito dell'incasso derivante della risoluzione del contratto CIP 6 di ISAB Energy (515 milioni di Euro) e dal flusso di cassa operativo di periodo, parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi da ERG (143 milioni di Euro) e da ISAB Energy al socio di minoranza (22 milioni di Euro), dall'acquisizione della quota di minoranza di ISAB Energy e ISAB Energy Services (153 milioni di Euro). L'indebitamento al 31 dicembre 2014 risente anche positivamente dell'importo di 50 milioni di Euro conseguente all'ingresso di Unicredit nell'azionariato di ERG Renew. Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al *fair value* di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 181 milioni di Euro (141 milioni di Euro al 31 dicembre 2013).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted**, che include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nelle *joint venture* TotalErg e LUKERG Renew, è di 538 milioni di Euro, in diminuzione di circa 477 milioni rispetto al 31 dicembre 2013, sostanzialmente per le stesse motivazioni sopra riportate e per fenomeni puntuali del circolante di TotalErg. Nell'indebitamento finanziario netto *adjusted* sono rilevate passività finanziarie relative al *fair value* di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 189 milioni di Euro (147 milioni di Euro al 31 dicembre 2013).

### **Investimenti adjusted**

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2014	2013		2014	2013
9	41	Rinnovabili*	38	97
4	11	Power	14	26
12	14	Downstream Integrato**	34	41
1	1	Corporate	3	2
<b>25</b>	<b>67</b>	<b>TOTALE INVESTIMENTI</b>	<b>89</b>	<b>165</b>

\*gli investimenti *adjusted* delle Rinnovabili includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew

\*\*gli investimenti *adjusted* del Downstream Integrato includono la quota ERG degli investimenti effettuati da TotalErg.

Il Gruppo ERG ha effettuato, **nel 2014**, investimenti consolidati *adjusted* complessivi per 89 milioni di Euro (165 milioni di Euro nel 2013), di cui 77 milioni relativi ad immobilizzi materiali (156 milioni nel 2013) e 12 milioni ad immobilizzi immateriali (9 milioni nel 2013). Complessivamente, **nel quarto trimestre dello stesso anno** gli investimenti *adjusted* effettuati dal Gruppo sono stati di 25 milioni di Euro (67 milioni di Euro nello stesso periodo del 2013).

**Rinnovabili:** gli investimenti del 2014 si riferiscono principalmente all'attività di realizzazione del nuovo parco eolico in Polonia (della potenza installata di 42 MW), di cui è prevista l'entrata in esercizio a metà 2015, nonché alle ultime attività di *commissioning* per Palazzo San Gervasio e all'installazione di un'ultima turbina per il parco di Topolog (che ha portato la potenza complessiva del parco ad 84 MW). Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

**Power:** nel 2014 in ERG Power sono proseguite iniziative mirate di investimento per preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente. Si ricorda che gli investimenti del 2014 includono le analoghe iniziative svolte in ISAB Energy per complessivi 1,4 milioni di Euro relativi al periodo fino al 30 giugno 2014 (data di cessione dell'impianto).

**Downstream Integrato:** nel corso del 2014 sono stati effettuati investimenti per circa 34 milioni di euro, relativi quasi interamente al 51% di TotalErg, in riduzione rispetto al 2013. La maggior parte di tali investimenti (circa il 64%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc), e le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

### **Dati operativi**

Le vendite di energia elettrica effettuate dal Gruppo ERG fanno riferimento principalmente all'energia elettrica prodotta dai propri impianti, sia eolici (ERG Renew) che termoelettrici (ERG Power e, fino al 30 giugno, ISAB Energy) e, in misura minore, ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. Delle vendite di energia elettrica effettuate in Italia **nel corso del 2014**, circa 6,7 TWh sono relative alle produzioni degli impianti del Gruppo, pari a circa il 2,2% della domanda complessiva nazionale (2,8% nel 2013); **nel quarto trimestre del 2014**, delle vendite effettuate in Italia, circa 1,2 TWh sono relative alle produzioni degli impianti del Gruppo, pari a circa l'1,5% della domanda complessiva nazionale (2,6% nello stesso periodo del 2013).

**In totale le vendite di energia elettrica del Gruppo, nel 2014**, hanno raggiunto i 9,4 TWh, rispetto ai 10,6 TWh del 2013 (**nel quarto trimestre 2014** le vendite di energia elettrica del Gruppo sono state di 2,0 TWh, rispetto a 2,6 TWh dello stesso periodo del 2013).

**Nel 2014 la produzione di energia elettrica di ERG Renew** è stata di 2.580 GWh, rispetto ai 2.403 GWh del 2013; la produzione eolica in Italia è stata di 2.051 GWh in linea con la produzione registrata nel 2013, mentre la produzione all'estero è stata di 529 GWh, in crescita rispetto ai 393 GWh del 2013. Si segnala che i valori di produzione in Italia sono stati influenzati, positivamente, dalla maggiore capacità installata per 34 MW (in Basilicata) e, negativamente, da condizioni di ventosità molto al di sotto della media storica e leggermente inferiori al dato già debole del 2013. Si ricorda che a livello nazionale le produzioni complessive da fonte eolica sono risultate sostanzialmente in linea con i valori registrati nel 2013, ma a fronte di una capacità installata in leggera crescita. Per quel che riguarda l'estero, la crescita deriva principalmente dall'apporto del nuovo parco nella regione di Tulcea in Romania oltre che dei parchi eolici di Gebeleisis in Romania e di Hrabrovo in Bulgaria, che nel 2013 avevano contribuito alla produzione rispettivamente solo dal 28 giugno e dal 5 settembre 2013. **Nel quarto trimestre del 2014** la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata di 632 GWh, rispetto ai 594 GWh nello stesso periodo del 2013, la produzione eolica in Italia è stata di 481 GWh, rispetto a 449 GWh degli ultimi tre mesi del 2013, mentre la produzione all'estero è stata di 151 GWh, rispetto ai 145 GWh del quarto trimestre 2013.

**Nel 2014 la produzione di ISAB Energy** è stata di 2,0 TWh, rispetto ai 4,1 TWh del 2013. Si ricorda che, a giugno 2014, ERG ha finalizzato l'acquisto della quota del 49% di GDF SUEZ in ISAB Energy, la risoluzione anticipata della convenzione CIP6/92 e la cessione dell'impianto di ISAB Energy ad ISAB, avvenuta il 30 giugno 2014. Di conseguenza i risultati dell'impianto hanno contribuito ai risultati del Gruppo solo per i primi sei mesi dell'anno. **Nel corso del 2014 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power** è stata di 2.623 GWh, in leggera diminuzione rispetto al 2013 precedente (2.663 GWh). Tale riduzione è stata causata principalmente nei primi sei mesi da un contesto di maggiore volatilità che ha determinato una modulazione più spinta dell'impianto oltretutto dalla messa a riserva fredda, avvenuta nel corso del 2013, di una sezione d'impianto poco flessibile (unità SA1N3) che produceva vapore ed energia elettrica. **Nel quarto trimestre 2014** la produzione di energia elettrica è stata di 702 GWh, rispetto ai 669 GWh dello stesso periodo del 2013.

**Le vendite complessive di prodotti petroliferi del Downstream integrato nel 2014** sono state pari a 3,6 milioni di tonnellate (7,8 milioni di tonnellate nel 2013). **Nel quarto trimestre del 2014** le vendite sono state di 1,1 milioni di tonnellate, rispetto a 2,3 milioni di tonnellate dello stesso periodo del 2013. La forte riduzione dei volumi venduti è imputabile, principalmente, al differente perimetro a seguito della cessione della quota nella Raffineria ISAB perfezionatasi a fine 2013. Si precisa che i dati includono nel 2014 il contributo delle vendite di TotalErg al 51% e di ERG Oil Sicilia, ceduta il 29 dicembre 2014.

**Le vendite della Rete in Italia, nel 2014**, sono state di 1,4 milioni di tonnellate, 1,5 milioni di tonnellate nel 2013 (nel **quarto trimestre 2014** le vendite sono state di 0,3 milioni di tonnellate, rispetto ai 0,4 milioni di tonnellate dello stesso periodo del 2013). Si precisa che i dati includono il contributo delle vendite del 51% di TotalErg.

**Le lavorazioni delle raffinerie nel 2014** ammontano a 0,7 milioni di tonnellate, in netto calo rispetto alle 2,9 milioni di tonnellate del 2013 (nel **quarto trimestre 2014** le lavorazioni sono state di 0,1 milioni di tonnellate, rispetto a 0,7 milioni di tonnellate del quarto trimestre 2013). Il netto calo delle lavorazioni nel 2014 è dovuto alla totale uscita dal settore della Raffinazione Costiera avvenuta a fine 2013 con la cessione del rimanente 20% della Raffineria ISAB, pertanto nel 2014 le lavorazioni si riferiscono unicamente al 51% delle lavorazioni di TotalErg.

**Le lavorazioni delle raffinerie interne di TotalErg**, a valle della chiusura della Raffineria di Roma avvenuta nel settembre del 2012, sono riconducibili unicamente alla quota detenuta nella Raffineria Sarpom (con una capacità di distillazione bilanciata di circa 1,6 milioni di tonnellate). Pertanto nel **2014** ammontano a 1,3 milioni di tonnellate, in diminuzione rispetto ai 1,4 milioni di tonnellate nello stesso periodo dell'anno precedente a causa della fermata programmata dell'impianto, di circa 45 giorni, effettuata nel periodo ottobre-novembre (nel **quarto trimestre 2014** le lavorazioni sono state di 0,2 milioni di tonnellate, rispetto ai 0,4 milioni di tonnellate dello stesso periodo del 2013).

#### ***Principali fatti avvenuti nel corso del 2014***

#### **RINNOVABILI - ITALIA**

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

Il **20 gennaio 2014** ERG Renew ha comunicato l'entrata in esercizio del parco eolico di Palazzo San Gervasio (PZ), con una capacità installata di 34MW, avvenuta in anticipo rispetto alle tempistiche originariamente previste. Il **23 maggio 2014** ERG Eolica Basilicata (100% ERG Renew) ha sottoscritto il contratto di finanziamento in *project financing* per il parco eolico di

Palazzo San Gervasio. Il finanziamento, per un importo complessivo di 43 milioni di Euro e una durata di 17 anni, è stato sottoscritto dai Mandated Lead Arrangers BNP Paribas e Crédit Agricole CIB, che agisce anche in qualità di banca agente, e Carispezia Crédit Agricole in qualità di Account Bank.

Il **5 novembre 2014** ERG ha notificato a International Power una richiesta di rimborso di un importo di 45,8 milioni di Euro. La richiesta di rimborso fa riferimento al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di revoca dei contributi L.488/92 a suo tempo assegnati a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind del 2013. Si ricorda che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi erano stati coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore. Avverso i decreti di revoca è stato tempestivamente proposto ricorso straordinario, con richiesta di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati e si attende ora la decisione sia sull'istanza cautelare che sul merito del ricorso. Si precisa che nelle more del giudizio presso il Tribunale di Avellino risultano già vincolati 32 milioni presso l'apposito Fondo di Giustizia istituito dall'art. 61, comma 23, del decreto-legge n. 112/2008 (convertito dalla legge n. 133/2008).

## **RINNOVABILI – ESTERO**

Il **9 gennaio 2014** LUKERG Renew, *joint venture* tra ERG Renew e LUKOIL-Ecoenergo, ha completato la costruzione e il *commissioning* del parco eolico di Topolog-Dorobantu in Romania, nella regione di Tulcea. Il nuovo impianto, composto da 42 aerogeneratori Vestas V90 da 2 MW ciascuno, ha una capacità installata di 84 MW.

Il **2 aprile 2014** LUKERG Renew, attraverso la controllata Corni Eolian, ha sottoscritto il contratto di finanziamento in *project financing* con Raiffeisen Bank International AG e ING Bank NV in qualità di Mandated Lead Arranger (MLA) per finanziare il parco eolico di Gebeleisis in Romania nella regione di Galati, con una capacità installata di 70 MW. Il finanziamento, per un importo complessivo di 67 milioni di Euro, avrà una durata di 11 anni.

Il **15 maggio 2014** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione dal gruppo Vortex Energy del 100% del capitale di EW Ornetta 2, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella regione di Radziejów, con una capacità prevista di 42 MW. Il **22 luglio 2014** è stato perfezionato il *closing* dell'acquisizione.

Il **4 giugno 2014** LUKERG Renew, attraverso la controllata Land Power, ha sottoscritto il contratto di finanziamento in *project financing* con la Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (EBRD) e UniCredit in qualità di *Hedging Provider and Account Bank* per finanziare il parco eolico di Topolog-Dorobantu in Romania nella regione di Tulcea. Il finanziamento, per un importo complessivo di 57 milioni di Euro, avrà una durata di 14 anni.

## **TERMOELETRICO**

Il **16 giugno 2014** ERG ha perfezionato il *closing* con GDF SUEZ per l'acquisizione delle partecipazioni, pari al 49% del capitale sociale (indirettamente possedute dalla stessa GDF SUEZ e da Mitsui & Co.), in ISAB Energy, ISAB Energy Services e ISAB Energy Solare.

Il **30 giugno 2014** ERG ha perfezionato il *closing* con ISAB, controllata dal Gruppo LUKOIL, per la cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services, costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale impiegato per la sua gestione e manutenzione.

## **OIL**

Il **5 novembre 2014** ERG ha reso noto di aver raggiunto con GRS Petroli un accordo per la cessione della partecipazione, pari al 100% del capitale sociale, in ERG Oil Sicilia, società operante nel settore della distribuzione carburanti in Sicilia con una Rete di circa 200 punti vendita.



A fronte di tale operazione GRS Petroli, già proprietaria di una Rete di punti vendita nell'isola, ha riconosciuto ad ERG un corrispettivo di circa 30 milioni di Euro. In data **29 dicembre 2014** ERG ha quindi comunicato di aver perfezionato il *closing* per la cessione di EOS a Maiora.

## **CORPORATE**

Il **15 aprile 2014** l'Assemblea di ERG, su proposta del Consiglio di Amministrazione, ha deliberato il pagamento di un dividendo di 1 Euro per azione, inclusivo di una parte non ricorrente di 0,50 Euro per azione legata alla positiva conclusione di una fase essenziale del progetto strategico di riassetto industriale iniziato nel 2008.

### ***Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del 2014***

Il **23 gennaio 2015** ERG Renew ha raggiunto un accordo per l'acquisizione dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) del 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW. ERG Renew prevede di iniziare i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre 2015 per entrare in operatività a fine anno

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

#### **Rinnovabili**

Nel corso del 2014 è iniziata la realizzazione del nuovo parco eolico in Polonia, della potenza installata di 42 MW, di cui è prevista l'entrata in esercizio a metà 2015 e verrà a breve avviata la realizzazione di un nuovo parco di 14 MW con l'obiettivo di completare lo stesso entro la fine del 2015, anno al termine del quale la potenza installata in Polonia sarà quindi di 56 MW. Proseguono infine le attività volte ad un ulteriore sviluppo della società, attraverso la valutazione di potenziali nuove opportunità di investimento in particolare all'estero.

A parità di perimetro, i risultati del 2015 sono attesi in lieve crescita rispetto al 2014, che era stato influenzato da condizioni di ventosità significativamente inferiori alle medie storiche, grazie al parziale apporto dei nuovi parchi in corso di realizzazione all'estero e alle ulteriori efficienze riconducibili al proseguimento dell'internalizzazione delle attività di O&M.

#### **Power**

Il 2015 sarà caratterizzato dall'importante discontinuità relativa agli accordi per la risoluzione anticipata della convenzione CIP6 e la contestuale cessione dell'impianto di ISAB Energy avvenuta il 30 giugno 2014. Pertanto, i risultati operativi non includeranno il contributo di ISAB Energy, presente, invece, nel primo semestre del 2014. Per quel che riguarda l'impianto di ERG Power, nonostante la permanenza di condizioni di mercato sfavorevoli agli impianti alimentati a gas, con margini di generazione e fattori di utilizzo ancora depressi nonché l'introduzione della disciplina delle Unità Essenziali ex D.L. 91/2004, si prevedono anche per il 2015 risultati soddisfacenti, seppur inferiori a quelli del 2014. Il posizionamento geografico dell'impianto, la flessibilità dello stesso e i contratti di fornitura di lungo termine, consentiranno, infatti, di mantenere una redditività decisamente superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

#### **Downstream Integrato**

A seguito della cessione della partecipazione detenuta in ERG Oil Sicilia, avvenuta a fine 2014, il Downstream Integrato nel 2015 beneficerà principalmente dei risultati della partecipazione detenuta in TotalErg. Più in dettaglio, per quanto riguarda il settore della Commercializzazione, grazie al sensibile calo del costo dei prodotti sui mercati internazionali avvenuto negli ultimi mesi, con una sostanziale stabilità della componente fiscale (accise), si prevede un andamento dei

consumi non inferiori a quelli del 2014. In tale contesto, proseguono gli sforzi della società per l'ottenimento della massima efficienza gestionale e per l'implementazione del piano di riqualificazione della propria Rete, iniziato nel corso del 2012, al fine di renderla più competitiva in termini di erogato medio e più sostenibile nel lungo periodo. Inoltre, il mantenimento di un livello depresso dei prezzi petroliferi sui mercati internazionali, potrebbe favorire un recupero dei margini della raffinazione, in linea con quanto avvenuto nel secondo semestre del 2014. Il 2015 beneficerà inoltre della piena disponibilità della raffineria Sarpom, posseduta al 24% da TotalErg, che nel quarto trimestre 2014 è stata interessata dalla fermata generale pluriennale.

Per il settore Downstream Integrato nel suo complesso si attendono per il 2015 risultati migliori rispetto a quelli del 2014.

**Alla luce di quanto sopra, il margine operativo lordo del gruppo è atteso in riduzione rispetto a quello del 2014; il confronto tuttavia riflette principalmente le discontinuità di portafoglio relative alla cessione dell'impianto di ISAB Energy, perfezionatasi il 30 giugno 2014, e alla vendita di ERG Oil Sicilia, perfezionatasi il 29 dicembre 2014. Al netto di tali discontinuità i risultati sarebbero in lieve crescita.**

### ***Ulteriori informazioni***

#### **Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione, previa determinazione del loro numero, alla nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione, 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 2015 sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

#### **Acquisto e alienazione di azioni proprie**

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 significativa liquidità disponibile. 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 7.516.000, il loro ammontare è pari al 5% 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 e comunque non inferiore al valore unitario per azione del patrimonio netto della Società risultante di volta in volta dall'ultimo bilancio approvato. 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.

## Piano di incentivazione monetaria di lungo termine 2015 – 2017

L'Assemblea sarà chiamata ad approvare il Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2015-2017 (il "Piano") approvato dal Consiglio di Amministrazione l'11 marzo 2015 su proposta del Comitato Nomine e Compensi (costituito interamente da amministratori indipendenti) il 4 marzo 2015, sentito il parere del Collegio Sindacale. Il Piano si applicherà come strumento di incentivazione e *retention* agli amministratori e/o ai dipendenti di ERG e delle Società Controllate che rivestono una significativa rilevanza strategica ai fini del conseguimento dell'approvando Piano Industriale, tra i quali alcuni Dirigenti con Responsabilità Strategiche. Il Piano è quindi da considerarsi "di particolare rilevanza" ai sensi dell'articolo 84-bis, comma 2, del Regolamento Emittenti. La descrizione delle finalità e caratteristiche del Piano è contenuta più in dettaglio nel Documento Informativo, predisposto dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 114-bis del Testo Unico della Finanza e dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti, messo a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1, sul sito internet della Società ([www.erg.it](http://www.erg.it)) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2015", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato Nis-Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) contestualmente alla Relazione Illustrativa del Consiglio di Amministrazione sulle materie all'ordine del giorno.

## 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 dell'11 marzo u.s.

## Progetto di fusione

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato oggi il progetto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading in ERG, approvato dal Consiglio di Amministrazione di ERG Supply & Trading nell'adunanza del 10 marzo u.s. In considerazione del fatto che ERG controlla interamente ERG Supply & Trading, la fusione sarà semplificata e pertanto sottoposta all'approvazione dei rispettivi organi amministrativi delle società, così come previsto dall'art. 2505 del codice civile, dall'art. 17 dello statuto sociale di ERG e dall'art. 12 dello statuto sociale di ERG Supply & Trading. Trattandosi di una fusione semplificata, ERG non procederà ad alcun aumento del proprio capitale sociale né assegnerà azioni in sostituzione delle partecipazioni detenute nelle società oggetto di incorporazione, le quali verranno annullate senza concambio in esito alla fusione. Parimenti, non è prevista alcuna modifica dello statuto sociale di ERG. Gli effetti reali della fusione decorreranno dal primo giorno del mese successivo a quello in cui avverrà l'ultima delle iscrizioni dell'atto di fusione nell'ufficio del registro delle imprese presso la CCIAA di Genova, presso il quale risultano iscritte le società; gli effetti contabili e fiscali della fusione decorreranno dal 1 gennaio 2015. In considerazione delle *performance* economiche negative derivanti dalle attività di "*supply and trading*" nel 2014 e coerentemente con l'evoluzione degli indirizzi strategici del Gruppo, come maggiormente maturati nel corso dello stesso esercizio e sempre più focalizzati sulle energie rinnovabili, gli obiettivi che si intendono raggiungere attraverso tale operazione sono:

- lo snellimento della struttura societaria del gruppo ERG, attraverso la riduzione della catena di controllo, con conseguenti vantaggi dal punto di vista organizzativo ed operativo;
- la realizzazione di sinergie organizzative anche con gli altri business del Gruppo e il risparmio di costi di gestione ed amministrativi.

I soci di ERG che rappresentano almeno il 5% del capitale sociale, con domanda indirizzata alla Società entro otto giorni dal deposito del progetto di fusione, potranno chiedere - ai sensi dell'art. 2505, terzo comma, del Codice Civile - che la decisione di approvazione della fusione sia demandata all'Assemblea straordinaria degli azionisti. La fusione beneficia dell'esenzione dall'applicazione della Procedura sulle operazioni con parti correlate di ERG prevista con riferimento alle operazioni con società controllate. Il Consiglio di Amministrazione ritiene che dall'operazione di fusione non derivi alcun diritto di recesso previsto dall'art. 2437 del Codice Civile.

*In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente comunicato stampa si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, l'impatto delle regolamentazioni del settore petrolifero, energetico 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 e a valori correnti adjusted.*

*Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Paolo 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 2014 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, 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.it](http://www.erg.it)); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", 15 minuti prima della conference call.*

*Il presente comunicato stampa, emesso il 12 marzo 2015 alle ore 7.45 (CET), è stato redatto ai sensi del Regolamento Emittenti. Lo stesso è a disposizione del pubblico presso Borsa Italiana S.p.A., sul meccanismo di stoccaggio autorizzato Nis-Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) e sul sito internet della Società ([www.erg.it](http://www.erg.it)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa".*

*La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione e le Relazioni illustrative 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.it](http://www.erg.it)) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2015", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato Nis-Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com))*

## **Contatti:**

**Alessandra Mariotti** Media Relations Manager - tel. + 39 010 2401364 cell. + 39 335 8053395

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

**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: [ir@erg.it](mailto:ir@erg.it) – [www.erg.it](http://www.erg.it)

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

<sup>2</sup> I risultati a valori correnti *adjusted* comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg (società in *joint venture* con Total), di LUKERG Renew (società in *joint venture* con LUKOIL) e di ISAB Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti *adjusted* si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" allegati al presente comunicato.

<sup>3</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 e corrisponde al risultato netto di Gruppo a valori correnti *adjusted*.

<sup>4</sup> I dati del quarto trimestre sono da intendersi pro-forma e vengono esposti per completezza e continuità di informazione.

<sup>5</sup> Il Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014 è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) e sulla base delle indicazioni normative in materia. Il Bilancio è stato sottoposto a revisione contabile secondo le modalità previste dalla normativa Consob. I documenti di Bilancio unitamente alle relazioni degli organi di controllo saranno resi pubblici nei tempi previsti dalla normativa vigente.

<sup>6</sup> Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il *project financing*) ed il capitale investito netto.

<sup>7</sup> Include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nelle *joint venture* TotalErg e LUKERG Renew.

## Sintesi dei risultati

4° trimestre		(milioni di Euro)	Anno	
2014	2013		2014	2013
<b>Principali dati economici</b>				
265	1.991	Ricavi totali <sup>(1)</sup>	1.999	7.076
46	37	Margine operativo lordo	547	380
<b>70</b>	<b>111</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>429</b>	<b>493</b>
<b>91</b>	<b>132</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti <i>adjusted</i> <sup>(3)</sup></b>	<b>491</b>	<b>569</b>
<b>23</b>	<b>57</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>240</b>	<b>283</b>
<b>31</b>	<b>56</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti <i>adjusted</i> <sup>(3)</sup></b>	<b>249</b>	<b>278</b>
(74)	33	Risultato netto	73	85
(74)	19	di cui Risultato netto di Gruppo	48	28
<b>1</b>	<b>3</b>	<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(4)</sup></b>	<b>76</b>	<b>38</b>
<b>Principali dati finanziari</b>				
<b>2.049</b>	<b>2.821</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.049</b>	<b>2.821</b>
1.719	2.014	Patrimonio netto	1.719	2.014
330	807	Indebitamento finanziario netto totale	330	807
1.297	1.362	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(5)</sup>	1.297	1.362
16%	29%	Leva finanziaria	16%	29%
538	1.015	Indebitamento finanziario netto totale <i>adjusted</i> <sup>(6)</sup>	538	1.015
<b>Dati operativi</b>				
<b>1.341</b>	<b>1.340</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<b>1.341</b>	<b>1.340</b>
632	594	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.580	2.403
<b>480</b>	<b>1.008</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici <sup>(7)</sup></b>	<b>480</b>	<b>1.008</b>
702	1.592	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	4.665	6.805
<b>1.953</b>	<b>2.581</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<b>9.354</b>	<b>10.631</b>
349	384	Vendite Rete Italia <sup>(8)</sup>	1.403	1.544
<b>10,6%</b>	<b>11,5%</b>	<b>Quota di mercato Rete TotalErg</b>	<b>10,6%</b>	<b>11,3%</b>
N.A.	0,7%	Quota di mercato Rete ERG Oil Sicilia <sup>(9)</sup>	N.A.	0,8%
<b>425</b>	<b>360</b>	<b>Stock di materie prime e prodotti <sup>(10)</sup></b>	<b>425</b>	<b>360</b>
104	739	Lavorazioni Raffinerie <sup>(11)</sup>	650	2.922
14	31	Investimenti <sup>(12)</sup>	54	74
<b>604</b>	<b>778</b>	<b>Dipendenti a fine periodo<sup>(13)</sup></b>	<b>604</b>	<b>778</b>
<b>Indicatori di mercato</b>				
58,8	65,2	Prezzo di riferimento elettricità <sup>(14)</sup>	52,1	63,0
97,4	89,3	Prezzo di vendita Certificati Verdi (rinnovabili)	97,4	89,3
n.a.	118,7	Prezzo di vendita CIP6 (termoelettrico - ISAB Energy)	100,9	118,7
82,4	91,1	Prezzo zonale Sicilia	80,9	92,0

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

- <sup>(1)</sup> al netto delle accise e, nel 2014, delle operazioni di compravendita (3.829 milioni di Euro). Nel 2014 i ricavi totali comprendono anche il provento per la risoluzione anticipata della convenzione CIP6;
- <sup>(2)</sup> non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche;
- <sup>(3)</sup> comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg (società in *joint venture* con Total), di LUKERG Renew (società in *joint venture* con il Gruppo Lukoil). Il 2013 includeva, per la quota di spettanza ERG il contributo dei risultati di ISAB;
- <sup>(4)</sup> non include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate. I valori corrispondono anche a quelli *adjusted*;
- <sup>(5)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei relativi derivati a copertura dei tassi;
- <sup>(6)</sup> comprende in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta delle joint venture LUKERG Renew e TotalErg;
- <sup>(7)</sup> a seguito della cessione del ramo d'azienda di ISAB Energy la capacità installata si è ridotta di 528 MW;
- <sup>(8)</sup> dati stimati. Includono il 51% di TotalErg;
- <sup>(9)</sup> relativi ai punti vendita della controllata al 100% ERG Oil Sicilia, ceduta in data 29 dicembre 2014;
- <sup>(10)</sup> comprendono la quota ERG dello stock nella *joint venture* TotalErg;
- <sup>(11)</sup> nel 2013 comprendono le lavorazioni effettuate presso la raffineria ISAB;
- <sup>(12)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali;
- <sup>(13)</sup> include la cessione del ramo d'azienda relativo all'organico da ISAB Energy Services a ISAB;
- <sup>(14)</sup> Prezzo Unico Nazionale.

## Sintesi dei risultati per settore

4° trimestre			Anno	
2014	2013		2014	2013
		(milioni di Euro)		
		<b>Ricavi della gestione caratteristica:</b>		
87	82	Rinnovabili	349	339
216	440	Power	1.164	1.642
708	2.482	Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	3.098	9.002
7	2	Corporate	30	6
(80)	(163)	Ricavi infrasettori	(291)	(621)
<b>939</b>	<b>2.843</b>	<b>Totale ricavi adjusted<sup>(2)</sup></b>	<b>4.350</b>	<b>10.368</b>
0	(47)	Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti	0	(189)
(679)	(811)	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(2.958)	(3.117)
(6)	(5)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(22)	(11)
<b>254</b>	<b>1.980</b>	<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>1.369</b>	<b>7.051</b>
		<b>Margine operativo lordo:</b>		
66	59	Rinnovabili	267	245
22	83	Power	204	358
9	(2)	Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	44	(5)
(6)	(7)	Corporate	(24)	(30)
<b>91</b>	<b>132</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>491</b>	<b>569</b>
0	(8)	Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti	0	(31)
(18)	(10)	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(47)	(39)
(4)	(3)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(14)	(7)
<b>70</b>	<b>111</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti<sup>(3)</sup></b>	<b>429</b>	<b>493</b>
0	(2)	Utili (perdite) su magazzino	(0)	(6)
(24)	(72)	Poste non caratteristiche	118	(107)
<b>46</b>	<b>37</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>547</b>	<b>380</b>
		<b>Ammortamenti e svalutazioni:</b>		
(39)	(32)	Rinnovabili	(137)	(126)
(7)	(22)	Power	(54)	(80)
(13)	(22)	Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	(48)	(83)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(3)
<b>(60)</b>	<b>(76)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>(241)</b>	<b>(291)</b>
0	6	Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti	0	22
11	15	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	44	56
2	1	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	4
<b>(47)</b>	<b>(54)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti<sup>(3)</sup></b>	<b>(189)</b>	<b>(210)</b>
		<b>Risultato operativo netto:</b>		
27	27	Rinnovabili	131	119
14	61	Power	150	278
(4)	(24)	Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	(5)	(87)
(6)	(8)	Corporate	(27)	(32)
<b>31</b>	<b>56</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>249</b>	<b>278</b>
0	(2)	Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti	0	(9)
(6)	5	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(3)	17
(2)	(2)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(6)	(3)
<b>23</b>	<b>57</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti<sup>(3)</sup></b>	<b>240</b>	<b>283</b>
		<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:</b>		
9	41	Rinnovabili	38	97
4	11	Power	14	26
12	14	Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	34	41
1	1	Corporate	3	2
<b>25</b>	<b>67</b>	<b>Totale investimenti adjusted<sup>(4)</sup></b>	<b>89</b>	<b>165</b>
-	-	Investimenti di ISAB S.r.l. (quota ERG)	-	-
(11)	(13)	Investimenti di TotalErg (51%)	(34)	(39)
0	(23)	Investimenti di LUKERG Renew (50%)	(2)	(52)
<b>14</b>	<b>31</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>54</b>	<b>74</b>

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

<sup>(1)</sup> Il Downstream Integrato, nel 2013, includeva anche i risultati della raffinazione costiera;

<sup>(2)</sup> i ricavi *adjusted* tengono conto della quota ERG dei ricavi effettuati dalle *joint venture* TotalErg e LUKERG Renew. Il 2013 includeva, per la quota di spettanza ERG, il contributo dei risultati di ISAB. Nel 2014 non includono i ricavi delle attività di ERG Supply & Trading (3.829 milioni), esposti a riduzione dei costi per acquisti;

<sup>(3)</sup> i risultati a valori correnti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche. I valori *adjusted* comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg, LUKERG Renew. Il 2013 includeva, per la quota di spettanza ERG il contributo dei risultati di ISAB;

<sup>(4)</sup> tengono conto della quota ERG degli investimenti effettuati da TotalErg e LUKERG Renew.

## Conto economico riclassificato

4° trimestre		Conto Economico riclassificato	Anno	
2014	2013		2014	2013
		(milioni di Euro)		
253,9	1.980,3	Ricavi della gestione caratteristica	1.369,4	7.051,8
11,3	10,8	Altri ricavi e proventi	629,2	23,9
<b>265,2</b>	<b>1.991,1</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.998,7</b>	<b>7.075,7</b>
(147,0)	(1.739,5)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(729,5)	(6.099,0)
(72,7)	(214,5)	Costi per servizi e altri costi operativi	(722,2)	(596,8)
<b>45,5</b>	<b>37,0</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>547,0</b>	<b>379,8</b>
(44,8)	(54,3)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(187,6)	(210,1)
(14,7)	(17,0)	Proventi (oneri) finanziari netti	(66,0)	(72,8)
(50,6)	103,6	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(65,0)	97,1
<b>(64,5)</b>	<b>69,3</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>228,4</b>	<b>194,0</b>
(9,2)	(36,8)	Imposte sul reddito	(155,7)	(108,8)
<b>(73,7)</b>	<b>32,6</b>	<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>72,7</b>	<b>85,2</b>
0,0	(13,8)	Risultato di azionisti terzi	(24,9)	(56,8)
<b>(73,7)</b>	<b>18,8</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>47,8</b>	<b>28,4</b>

## Stato patrimoniale riclassificato

Stato Patrimoniale riclassificato	31/12/2014	31/12/2013
(milioni di Euro)		
Capitale immobilizzato	2.120,3	2.795,0
Capitale circolante operativo netto	189,6	278,7
Trattamento di fine rapporto	(4,7)	(5,0)
Altre attività	344,3	410,7
Altre passività	(600,5)	(658,4)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.049,0</b>	<b>2.821,0</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.671,5	1.773,6
Patrimonio netto di terzi	47,4	240,0
Indebitamento finanziario netto	330,1	807,5
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>2.049,0</b>	<b>2.821,0</b>

## Cash flow

4° trimestre			Anno	
2014	2013		2014	2013
		<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:</b>		
		(milioni di Euro)		
52,2	71,3	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato <sup>(1)</sup>	292,1	327,4
(26,8)	(29,6)	Pagamento di imposte sul reddito	(52,1)	(81,4)
45,7	77,8	Variazione circolante operativo netto	57,9	(33,3)
6,1	14,7	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio <sup>(2)</sup>	46,5	39,1
<b>77,2</b>	<b>134,2</b>	<b>TOTALE</b>	<b>344,4</b>	<b>251,8</b>
		<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:</b>		
(12,6)	(29,6)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali <sup>(3)</sup>	(31,6)	(73,0)
1,5	(40,2)	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	13,8	(61,5)
0,0	425,7	Incasso per cessione quote ISAB	0,0	434,7
0,0	0,0	Incasso per risoluzione convenzione CIP6	515,0	0,0
<b>(11,1)</b>	<b>355,9</b>	<b>Totale</b>	<b>497,3</b>	<b>300,2</b>
		<b>FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:</b>		
0,0	0,0	Dividendi distribuiti	(164,9)	(68,2)
(13,5)	1,4	Altre variazioni patrimonio <sup>(4)</sup>	(202,5)	25,4
<b>(13,5)</b>	<b>1,4</b>	<b>Totale</b>	<b>(367,4)</b>	<b>(42,8)</b>
<b>3,8</b>	<b>(9,9)</b>	<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO <sup>(5)</sup></b>	<b>3,0</b>	<b>(804,1)</b>
<b>56,5</b>	<b>481,6</b>	<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>477,4</b>	<b>(294,9)</b>
<b>386,6</b>	<b>1.289,1</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE</b>	<b>807,5</b>	<b>512,6</b>
<b>(56,5)</b>	<b>(481,6)</b>	<b>VARIAZIONE DEL PERIODO</b>	<b>(477,4)</b>	<b>294,9</b>
<b>330,1</b>	<b>807,5</b>	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE</b>	<b>330,1</b>	<b>807,5</b>

<sup>(1)</sup> non include gli utili (perdite) su magazzino e le imposte correnti del periodo. La voce, inoltre, non include il provento derivante dalla risoluzione anticipata della convenzione CIP6, la minusvalenza derivante dalla cessione del ramo d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services a ISAB e i relativi proventi ed oneri accessori;

<sup>(2)</sup> non include il provento legato alla risoluzione anticipata della convenzione CIP6, esposto in una riga separata nei flussi di cassa da attività di investimento;

<sup>(3)</sup> non include i costi capitalizzati per manutenzione ciclica;

<sup>(4)</sup> include l'acquisizione della quota di minoranza di ISAB Energy e ISAB Energy Services (153 milioni di Euro) e la variazione della riserva di *cash flow hedge* a fronte dei derivati IRS, in parte compensati dall'incasso di 50 milioni conseguente all'ingresso di Unicredit nell'azionariato di ERG Renew;

<sup>(5)</sup> la variazione dell'area di consolidamento nel 2014 si riferisce all'acquisizione di EW Ornetà ZO.O. dal terzo trimestre 2014. Nel 2013 si riferiva all'acquisizione di ERG Wind, ERG Renew Operations & Maintenance e alla cessione di Eolo.



## Indicatori alternativi di performance

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

I risultati a valori correnti e i risultati a valori correnti *adjusted* sono indicatori non definiti nei Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS). Il management ritiene che tali indicatori siano parametri importanti per misurare l'andamento economico del Gruppo ERG, generalmente adottati nelle comunicazioni finanziarie degli operatori del settore petrolifero ed energetico. Poiché la composizione di tali indicatori non è regolamentata dai principi contabili di riferimento, la metodologia di determinazione di tali misure applicata dal Gruppo potrebbe non essere omogenea con quella adottata da altri operatori e pertanto non pienamente comparabile.

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

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

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

I risultati includono inoltre il contributo delle joint venture **TotalErg** e **LUKERG Renew** per la quota di spettanza ERG. Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale i risultati del business sono quindi esposti anche a valori correnti *adjusted* che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti di TotalErg, LUKERG Renew il cui contributo nel conto economico non a valori correnti *adjusted* è rappresentato nella valutazione ad *equity* della partecipazione.

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

A seguito della già commentata cessione della partecipazione in ISAB i valori *adjusted* dei dati economici, a partire dal 1° gennaio 2014, non tengono più conto del contributo di tale società.

## Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti *adjusted*

4° trimestre			Nota	Anno	
2014	2013			2014	2013
		<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>			
<b>45,5</b>	<b>37,0</b>	<b>Margine operativo lordo</b>		<b>547,0</b>	<b>379,8</b>
(0,1)	2,2	Esclusione Utili / Perdite su magazzino		0,0	6,3
		Esclusione Poste non caratteristiche:			
		<b>Corporate</b>			
(1,9)	0,0	- Oneri accessori operazioni su ISAB Energy ed ISAB Energy Services	1	6,4	0,0
0,0	0,4	- Oneri accessori cessione 20% ISAB S.r.l.		0,0	0,4
0,0	0,0	- Oneri accessori acquisizione ERG Wind		0,0	2,9
0,2	0,2	- Oneri accessori altre operazioni	2	0,2	0,2
16,0	4,3	- Oneri per riorganizzazione societaria	3	16,0	4,3
		<b>Power</b>			
0,0	0,0	- Risoluzione convenzione CIP 6	4	(514,5)	0,0
0,0	0,0	- Cessione IGCC	4	405,5	0,0
0,4	0,0	- Altri (proventi) oneri accessori su ISAB Energy ed ISAB Energy Services	1	(36,1)	0,0
0,0	(4,3)	- Conguaglio su rapporti commerciali esercizi precedenti		0,0	(4,3)
		<b>Rinnovabili</b>			
0,0	0,6	- Oneri accessori acquisizione ERG Wind		0,0	10,2
0,4	0,0	- Oneri accessori operazioni straordinarie	1	0,4	0,0
		<b>Downstream integrato</b>			
1,7	1,8	- Oneri diversi su attività extra rete in Sicilia	5	2,5	7,2
		<b>Trading</b>			
9,9	0,0	- Impatto fair value swap commodities	6	9,9	0,0
		<b>Raffinazione costiera</b>			
(2,6)	0,0	- Proventi per contributi ed altri proventi (oneri) anni precedenti	7	(7,8)	17,0
0,0	80,0	- Passività per contenziosi di sito		0,0	80,0
0,0	(7,7)	- Stralcio oneri differiti per uscita da business Raffinazione		0,0	(7,7)
0,0	(3,4)	- Conguaglio su rapporti commerciali esercizi precedenti		0,0	(3,4)
<b>69,5</b>	<b>111,1</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>		<b>429,5</b>	<b>492,9</b>
0,0	8,2	Contributo quota ERG di ISAB a valori correnti <sup>(1)</sup>	8	0,0	30,6
17,7	10,0	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti <sup>(1)</sup>	9	47,3	39,0
4,1	3,1	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	10	14,0	6,6
<b>91,3</b>	<b>132,4</b>	<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted</b>		<b>490,8</b>	<b>569,1</b>
		<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
<b>(44,8)</b>	<b>(54,3)</b>	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		<b>(187,6)</b>	<b>(210,1)</b>
		Esclusione Poste non caratteristiche:			
		<b>Power</b>			
(1,7)	0,0	- Stralcio Asset	1	(1,7)	0,0
<b>(46,5)</b>	<b>(54,3)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti</b>		<b>(189,3)</b>	<b>(210,1)</b>
0,0	(5,7)	Contributo quota ERG di ISAB a valori correnti <sup>(1)</sup>	8	0,0	(22,0)
(11,5)	(14,8)	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti <sup>(1)</sup>	9	(44,3)	(55,7)
(1,9)	(1,4)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	10	(7,9)	(3,6)
<b>(59,9)</b>	<b>(76,2)</b>	<b>Ammortamenti a valori correnti adjusted</b>		<b>(241,4)</b>	<b>(291,4)</b>
		<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>			
<b>23,0</b>	<b>56,9</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>		<b>240,2</b>	<b>282,8</b>
0,0	2,5	Contributo quota ERG di ISAB a valori correnti <sup>(1)</sup>	8	0,0	8,5
6,2	(4,7)	Contributo 51% di TotalErg a valori correnti <sup>(1)</sup>	9	3,1	(16,7)
2,2	1,6	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	10	6,1	3,1
<b>31,4</b>	<b>56,2</b>	<b>Risultato operativo netto a valori correnti adjusted</b>		<b>249,4</b>	<b>277,7</b>

<sup>(1)</sup> al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle eventuali poste non caratteristiche.

4° trimestre		RISULTATO NETTO DI GRUPPO	Nota	Anno	
2014	2013			2014	2013
(73,7)	18,8	<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>47,8</b>	<b>28,4</b>
38,1	0,3	<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>		45,5	8,4
		<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>			
5,0	0,0	<i>Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite</i>	11	5,0	0,0
0,0	0,0	<i>Esclusione Risoluzione CIP 6</i>	4	(316,8)	0,0
0,0	0,0	<i>Esclusione Cessione IGCC</i>	4	267,5	0,0
(1,4)	0,0	<i>Esclusione Altri proventi (oneri) accessori su ISAB Energy ed ISAB Energy Services</i>	1	(5,3)	0,0
0,0	0,0	<i>Esclusione Plusvalenza cessione 20% ISAB nel 2012</i>		0,0	(9,0)
0,0	(176,5)	<i>Esclusione Plusvalenza cessione 20% ISAB nel 2013</i>		0,0	(176,5)
0,0	1,1	<i>Esclusione Passività per transazioni su esercizi precedenti</i>		0,0	12,3
0,0	70,6	<i>Esclusione Passività per contenziosi di sito</i>		0,0	70,6
14,4	6,7	<i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	12	14,6	6,2
(2,0)	0,0	<i>Esclusione per contributi proventi e oneri relativi ad anni precedenti</i>	7	(2,0)	0,0
1,1	1,1	<i>Esclusione Oneri diversi su attività extra rete in Sicilia</i>	5	1,7	4,2
0,0	0,6	<i>Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Wind</i>		0,0	11,8
0,0	0,1	<i>Esclusione delta fair value derivati su magazzino OIL</i>		0,0	1,9
0,0	0,0	<i>Esclusione contributo L. 488 ERG S.p.A.</i>	7	(3,5)	0,0
0,3	0,0	<i>Esclusione differenze cambio ex Div. Refining &amp; Marketing</i>	13	2,9	0,0
7,2	0,0	<i>Esclusione impatto fair value swap Trading</i>	6	7,2	0,0
(0,6)	0,0	<i>Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia</i>	14	(0,6)	0,0
0,0	21,3	<i>Esclusione storno attività fiscali anni precedenti</i>		0,0	21,3
0,4	0,1	<i>Esclusione oneri accessori altre operazioni</i>	2	0,4	0,1
11,6	3,1	<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	3	11,6	3,1
0,0	1,0	<i>Esclusione oneri per CV anni precedenti</i>		0,0	1,0
0,0	(3,7)	<i>Esclusione conguaglio su rapporti commerciali esercizi precedenti</i>		0,0	(3,7)
0,0	58,4	<i>Esclusione Poste non caratteristiche "Svalutazioni TotalERG"</i>		0,0	58,4
<b>0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>		<b>76,0</b>	<b>38,5</b>

<sup>(1)</sup> corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti *adjusted*.

## Note

- oneri accessori relativi alle operazioni straordinarie di ISAB Energy e ISAB Energy Services, come già commentate nelle Premesse e nei Fatti di rilievo dell'esercizio;
- oneri accessori su altre operazioni di natura non ricorrente;
- oneri sostenuti e previsti in riferimento alla modifica dell'assetto organizzativo del Gruppo iniziato a fine 2013 e finalizzato nel corso del 2014;
- la voce comprende principalmente gli effetti dell'Accordo per la cessione dell'impianto ISAB Energy e risoluzione anticipata CIP6;
- oneri diversi associati alla cessione di ERG Oil Sicilia, come già commentate nelle Premesse e nei Fatti di rilievo dell'esercizio;
- rinvio a reporting periodi futuri della componente valutativa degli strumenti derivati attivati per la gestione del rischio commodity dalla società ERG Supply and Trading e non trattati contabilmente in *hedge accounting*;

7. la posta include il contributo Legge 488/92 ricevuto nel corso dell'esercizio, relativo alla ex ERG Raffinerie Mediterranee e l'effetto dello stralcio di partite contabili risalenti ad anni precedenti;
8. quota ERG dei risultati a valori correnti di ISAB al netto degli utili/perdite su magazzino;
9. quota ERG dei risultati a valori correnti di TotalErg al netto degli utili/perdite su magazzino e delle poste non caratteristiche;
10. quota ERG dei risultati a valori correnti di LUKERG Renew;
11. Effetto negativo derivante dallo stralcio delle imposte anticipate stanziata a titolo di addizionale *Robin Tax* in conseguenza della sentenza della Corte Costituzionale che ne ha dichiarato l'illegittimità;
12. Esclusione poste non caratteristiche di TotalErg che si riferiscono principalmente allo stralcio delle imposte anticipate stanziata a titolo di addizionale *Robin Tax* ed altri proventi ed oneri relativi alle attività di razionalizzazione della Rete e delle attività di raffinazione;
13. Gli oneri si riferiscono a differenze cambio relative all'ex business raffinazione;
14. La posta include la plusvalenza per la cessione delle attività del Downstream Integrato in Sicilia tramite la cessione di ERG Oil Sicilia;

Per i commenti sulle poste non caratteristiche del 2013 si rimanda a quanto indicato nelle corrispondenti note del relativo Bilancio.

---

### Riconciliazione con indebitamento finanziario netto *adjusted*

	31/12/2014	31/12/2013
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>330,1</b>	<b>807,5</b>
<i>Posizione finanziaria netta di TotalErg</i>	<i>128,5</i>	<i>146,6</i>
<i>Posizione finanziaria netta di LUKERG Renew</i>	<i>138,5</i>	<i>135,2</i>
<i>Eliminazione poste infragruppo</i>	<i>(59,1)</i>	<i>(74,2)</i>
<b>Indebitamento finanziario netto <i>adjusted</i></b>	<b>538,0</b>	<b>1.015,1</b>

L'indebitamento finanziario netto a valori *adjusted* tiene conto della quota di spettanza ERG della posizione finanziaria netta delle *joint venture* al netto delle relative poste infragruppo.



**GRUPPO ERG**

**Andamento gestionale risultati anno 2014**

## Premessa

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 12 marzo 2015 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2014 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 *adjusted*

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a valori correnti *adjusted* con l'esclusione delle poste non caratteristiche<sup>1</sup> e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti delle *joint venture* TotalErg S.p.A. per quel che riguarda il settore *Downstream Integrato* e LUKERG Renew GmbH per il settore Rinnovabili, i cui contributi nel conto economico non a valori correnti *adjusted* sono rappresentati dalla valutazione ad *equity* delle partecipazioni.

L'indebitamento finanziario netto è a valori *adjusted* e tiene conto, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta delle *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%) e TotalErg S.p.A. (51%), al netto delle relative poste infragruppo.

## Accordo per la cessione dell'impianto IGCC ISAB Energy e risoluzione anticipata CIP6

A fine 2013 ERG ha comunicato di aver raggiunto un accordo con GDF SUEZ per l'acquisizione delle partecipazioni, pari al 49% del capitale sociale (indirettamente possedute dalla stessa GDF SUEZ e da Mitsui & Co.), in ISAB Energy, società proprietaria dell'impianto di produzione di energia elettrica IGCC (528 MW) di Priolo Gargallo (SR), in ISAB Energy Services, società di manutenzione e gestione dell'impianto, ed in ISAB Energy Solare, proprietaria di un impianto fotovoltaico della potenza di 1 MW. Contestualmente ERG ha sottoscritto con ISAB, controllata dal Gruppo LUKOIL, un accordo per la cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services, costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione. Il corrispettivo pattuito per l'asset value è di 20 milioni di Euro.

Il 16 giugno 2014 è stato perfezionato il *closing* con GDF SUEZ per l'acquisizione delle partecipazioni, pari al 49% del capitale sociale, in ISAB Energy, ISAB Energy Services e ISAB Energy Solare.

L'operazione si è conclusa, in linea con gli accordi comunicati il 30 dicembre 2013, a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente e dell'avvenuta accettazione da parte del GSE della risoluzione anticipata della convenzione CIP6/92 per l'impianto di ISAB Energy, con efficacia dal 1° luglio 2014.

Il 30 giugno 2014 è stato quindi perfezionato il *closing* con ISAB, controllata dal Gruppo LUKOIL, per la cessione dei rami d'azienda sopra descritti.

Il Bilancio 2014 riflette gli effetti delle operazioni sopra descritte. Per una migliore comprensione dei dati commentati nel presente documento si segnalano in particolare i seguenti impatti:

- Acquisizione delle *minorities* da GDF SUEZ per un importo di 153 milioni con azzeramento delle relative quote di minoranza ed incremento del patrimonio netto di Gruppo. Poiché l'operazione è avvenuta a fine giugno il conto economico riflette ancora le relative quote di minoranza per i primi sei mesi del 2014.
- Rilevazione del provento per la risoluzione anticipata della convenzione CIP6 pari a circa 515 milioni (317 milioni al netto dell'effetto fiscale) il cui incasso è avvenuto nel corso del terzo trimestre dell'esercizio.
- Rilevazione della minusvalenza netta per la cessione degli impianti e del personale per la sua gestione e manutenzione pari a circa 405 milioni (267 milioni al netto dell'effetto fiscale) con corrispondente diminuzione degli assets e delle passività del personale trasferito, a fronte di un incasso di circa 26 milioni di Euro;

---

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

- Rilevazione di altri proventi netti, accessori e correlati all'operazione, pari a 30 milioni a livello di margine operativo lordo (5 milioni a livello di risultato netto) relativi principalmente al rilascio del risconto passivo della maggiorazione tariffaria CIP6 e allo stanziamento di imposte differite passive su riserve distribuibili di patrimonio netto.

Tali poste sono considerate non caratteristiche e pertanto non sono riflesse nei valori correnti adjusted.

### **Cessione partecipazione in ERG Oil Sicilia**

In data 29 dicembre 2014 ERG ha ceduto a Maiora, società controllata da GRS Petroli, il 100% del capitale sociale di ERG Oil Sicilia, società operante nel settore della distribuzione carburanti in Sicilia con una Rete di circa 200 punti vendita. Il corrispettivo della cessione è di circa 30 milioni di Euro. Il bilancio 2014 beneficia, a conto economico, dei risultati per l'intero esercizio della società mentre, a stato patrimoniale, riflette la vendita ai suddetti valori. L'operazione si inquadra nella strategia di portafoglio di Gruppo che prevede una sempre maggiore focalizzazione verso la produzione di energia da fonti rinnovabili.

### **Nuovo modello organizzativo**

Nel 2014 è stato implementato un nuovo modello organizzativo di Gruppo il cui obiettivo è garantire l'allineamento tra strategie di business e modello aziendale di funzionamento, ricercando il contesto ottimale in cui le persone di ERG possano esprimere al meglio il proprio patrimonio di idee e competenze. Il nuovo modello organizzativo-societario intende rispondere a queste esigenze attraverso l'interazione di tre macro-ruoli:

- la capogruppo ERG S.p.A. garantisce l'indirizzo strategico, il controllo direzionale ed il presidio del capitale umano, finanziario e relazionale quali asset fondamentali per lo sviluppo;
- le "business units", ovvero società di scopo focalizzate sui rispettivi business e dotate di adeguate strutture proprie, in grado di garantire efficienza gestionale, spinta allo sviluppo e risposta tempestiva alla volatilità dei mercati di riferimento;
- ERG Services S.p.A., società deputata a raggiungere l'eccellenza operativa nella fornitura di servizi di supporto a tutte le società del Gruppo ERG ("shared services").

L'attuazione del nuovo modello organizzativo societario di Gruppo ha previsto:

- la societarizzazione delle attività di business precedentemente svolte da ERG S.p.A., tramite il conferimento dei rami d'azienda (attività, personale, assets e contratti) dei business Oil e Power rispettivamente in ERG Supply & Trading S.p.A. ed in ERG Power Generation S.p.A., entrambe controllate dal socio unico ERG S.p.A.;
- il mantenimento nella controllata ERG Renew S.p.A. di tutte le attività relative al business Renewables;
- la societarizzazione delle principali attività di servizio e supporto trasversali alle attività del Gruppo precedentemente svolte da ERG S.p.A., tramite il conferimento del relativo ramo d'azienda (attività, personale, assets e contratti) nella neocostituita ERG Services S.p.A., controllata dal socio unico ERG S.p.A..

La nuova organizzazione è stata varata a fine 2013 e la sua concreta attuazione, sia per quanto concerne gli adempimenti formali sia per quanto riguarda il riallineamento dei processi operativi, si è sostanzialmente completata già nella prima metà del 2014.

In particolare in data 1° gennaio 2014 hanno avuto efficacia i conferimenti dei rami d'azienda relativi ad ERG Supply & Trading S.p.A. ed ERG Services S.p.A., che hanno pertanto assunto piena operatività da inizio anno, mentre in data 1° luglio 2014 ha avuto efficacia il conferimento del ramo d'azienda relativo a ERG Power Generation S.p.A..

In merito ad ERG Supply & Trading S.p.A., in considerazione dei risultati negativi consuntivati nel 2014 e tenuto conto dell'evoluzione degli indirizzi strategici del Gruppo si è deciso di non proseguire le relative attività di business e di conseguenza valutare le più adeguate operazioni di riorganizzazione.

## Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG, anche attraverso le proprie controllate e joint venture con primari operatori internazionali, opera nei seguenti settori:

### • Rinnovabili

Attraverso ERG Renew (controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con 1.341 MW di potenza eolica installata al 31 dicembre 2014, di cui 636 MW derivanti dall'acquisizione di IP Maestrale nel corso del 2013. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

A partire dal 2014 sono entrati in pieno esercizio commerciale i nuovi parchi eolici costruiti in Italia (34 MW) ed in Romania attraverso LUKERG Renew (84 MW di cui 42 MW quota ERG).

I parchi sono concentrati prevalentemente in Italia (1.087 MW), ma con una presenza significativa anche in Germania (86 MW), in Francia (64 MW), e attraverso LUKERG Renew in Romania (77 MW quota ERG) e in Bulgaria (27 MW quota ERG); inoltre nella seconda parte del 2014 è iniziata la realizzazione di un nuovo parco in Polonia (42 MW) la cui entrata in esercizio è prevista nel 2015.

Da ottobre 2013 inoltre, attraverso la creazione di ERG Renew O&M, la società ha internalizzato le attività di gestione e manutenzione dei parchi eolici in Italia derivanti dall'acquisizione di IP Maestrale e sta iniziando ad estendere progressivamente tale attività anche agli altri parchi italiani.

### • Power

Il Gruppo nel 2014 ha svolto l'attività di produzione e commercializzazione di energia elettrica, vapore e gas, attraverso:

- ERG Power S.r.l.: società proprietaria della Centrale Nord (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo, comprendente un impianto a ciclo combinato alimentato a gas naturale ed altri impianti necessari a soddisfare le richieste di vapore ed altre utilities del sito stesso. La centrale è entrata in esercizio commerciale nell'aprile 2010;
- ISAB Energy S.r.l.: società proprietaria fino al 30 giugno 2014 di una centrale (528 MW) che ha operato nell'ambito di una convenzione CIP6 ventennale utilizzando come combustibile gas di sintesi ottenuto da un processo di gassificazione dell'asfalto proveniente dalla Raffineria ISAB di Priolo (Sicilia);
- ISAB Energy Services S.r.l.: società che svolge i servizi di O&M per ERG Power S.r.l. e fino al 30 giugno 2014 per ISAB Energy S.r.l..

A seguito dell'operazione con i gruppi GDF SUEZ e LUKOIL, conclusasi il 30 giugno 2014, il Gruppo ERG ha modificato sostanzialmente il proprio perimetro di attività nel settore termoelettrico, con la cessione dell'impianto produttivo da 528 MW di ISAB Energy e del ramo d'azienda relativo all'attività di O&M sull'impianto stesso.

### • Downstream Integrato

Il Gruppo è attivo nel settore del Downstream Integrato, in cui è uno dei primari operatori del mercato italiano attraverso TotalErg, joint venture con Total, con una rete di circa 2.700 punti vendita, e, fino al 29 dicembre 2014 tramite ERG Oil Sicilia (EOS), società operante nel settore rete in Sicilia la cui partecipazione, pari al 100% del capitale sociale, è stata ceduta da ERG al gruppo GRS Petroli.

TotalErg opera anche nel settore della logistica e della raffinazione principalmente attraverso un importante polo per lo stoccaggio e la movimentazione di prodotti petroliferi nel centro Italia e mediante la Raffineria Sarpom di Trecate partecipata al 24% e con una capacità di lavorazione pari a 1,6 milioni di tonnellate annue.

In seguito alla cessione della partecipazione del 20% nella raffineria ISAB di Priolo, avvenuta a fine 2013, ERG è uscita dal business della Raffinazione Costiera, caratterizzato negli ultimi anni da margini di lavorazione molto depressi. Nel 2014 è continuata invece attraverso ERG Supply & Trading, l'attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi. Tale attività tuttavia è prevista in dismissione nel corso del 2015 non risultando più coerente con le strategie del Gruppo.



Rinnovabili	Power	Downstream Integrato
<ul style="list-style-type: none"><li>• 93% di ERG Renew</li><li>• 1,3 GW di capacità eolica installata</li><li>• Sviluppo estero gestito da ERG Renew e LUKERG Renew (50% joint venture con LUKOIL nell'Est Europa)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• ERG Power: impianto CCGT da 480 MW in Sicilia</li><li>• ISAB Energy<sup>(1)</sup>: impianto IGCC da 528 MW (51% quota ERG)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 51% di TotalErg</li><li>• 100% di ERG Oil Sicilia<sup>(2)</sup></li><li>• 100% ERG Supply &amp; Trading</li></ul>
		

<sup>(1)</sup> L'impianto IGCC di ISAB Energy da 528 MW è stato ceduto in data 30 giugno 2014.

<sup>(2)</sup> La partecipazione in ERG Oil Sicilia è stata ceduta in data 29 dicembre 2014.

## Strategia

La strategia perseguita da ERG mira a consolidare l'attuale posizionamento del Gruppo nelle rinnovabili in Italia e proseguire la crescita nell'eolico all'estero, ottimizzare la gestione operativa e la generazione di cassa nel termoelettrico, razionalizzare la Rete di TotalErg, in un contesto di profondo cambiamento del settore.

- **Rinnovabili:**

la strategia di ERG mira a proseguire il percorso di crescita nel settore attraverso la controllata ERG Renew con l'obiettivo di consolidare il proprio posizionamento di primo operatore nel mercato domestico e accelerare lo sviluppo all'estero. Negli ultimi anni ERG Renew ha incrementato significativamente la propria capacità installata passando dai circa 200 MW del 2009 agli oltre 1.300 MW attuali, con una crescita ottenuta sia attraverso l'acquisizione di assets sia attraverso la realizzazione di nuovi impianti. In particolare per quel che riguarda l'estero, dove è collocata circa il 20% della capacità installata, la strategia di ERG mira ad accelerare il percorso di crescita e diversificazione geografica del proprio portafoglio di assets, sia attraverso gli investimenti in corso di realizzazione in Polonia, sia attraverso la valutazione di possibili nuovi investimenti in altri paesi. Il dimensionamento raggiunto, l'integrazione di IP Maestrale in ERG Renew e l'internalizzazione delle attività di O&M, consentiranno di ottenere importanti benefici nella gestione degli assets, sia in termini di efficienza e controllo dei costi che di performance operative.

- **Power:** ERG continua a perseguire una strategia di massima valorizzazione dell'impianto CCGT della controllata ERG Power. In tale ottica di valorizzazione del portafoglio assets, la strategia è volta alla massimizzazione e stabilizzazione dei flussi di cassa, attraverso l'accordo con IREN per la fornitura di 2 TWh all'anno di energia elettrica per sei anni a decorrere dal 1° gennaio 2012, i contratti di lungo periodo di fornitura utilities al sito di Priolo e la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) con un importante contributo sui margini. Anche alla luce di tali elementi l'impianto ERG Power presenta fattori di utilizzo ed una redditività ampiamente al di sopra della media per questa tipologia di impianti. Parte integrante della strategia è la massima valorizzazione dell'energia elettrica attraverso una direzione dedicata di Energy Management, che commercializza l'energia elettrica prodotta dall'impianto CCGT e dai parchi eolici italiani di ERG Renew, che hanno progressivamente rinunciato al ritiro dedicato da parte del GSE.

- **Downstream integrato:** la strategia di ERG è volta al massimo valorizzo della propria partecipazione in TotalErg attraverso il rafforzamento della posizione competitiva per migliorare la redditività e la sostenibilità nel lungo termine, in un contesto difficile sia per la fortissima contrazione dei consumi sia per una struttura inefficiente della rete di distribuzione carburanti del paese, con erogato medio per stazione di servizio ampiamente inferiore alla media dei principali paesi europei. In tale contesto ERG, attraverso la joint venture TotalErg, mira a razionalizzare e rafforzare, anche tramite una maggiore automazione degli impianti, la propria rete di distribuzione carburanti. In parallelo, oltre a ricercare la massima efficienza in termini di riduzione di costi, la strategia mira anche a razionalizzare l'impiego di capitale attraverso un modello di supply maggiormente orientato all'acquisto sul mercato cargo dei prodotti petroliferi per sfruttare l'eccesso di offerta nell'area del mediterraneo. In tale contesto TotalErg ha completato, nel pieno rispetto dei tempi programmati, le attività previste per la trasformazione della raffineria in polo logistico, in particolare quelle di adeguamento del parco serbatoi e dei terminali marittimi.

## Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Anno		
	2014	2013	
<b>Principali dati economici</b>			
Ricavi totali <sup>(1)</sup>	1.999	7.076	
Margine operativo lordo	547	380	
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>429</b>	<b>493</b>	
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <i>adjusted</i> <sup>(3)</sup></b>	<b>491</b>	<b>569</b>	
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(2)</sup></b>	<b>240</b>	<b>283</b>	
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <i>adjusted</i> <sup>(3)</sup></b>	<b>249</b>	<b>278</b>	
Risultato netto	73	85	
di cui Risultato netto di Gruppo	48	28	
<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(4)</sup></b>	<b>76</b>	<b>38</b>	
<b>Principali dati finanziari</b>			
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.049</b>	<b>2.821</b>	
Patrimonio netto	1.719	2.014	
Indebitamento finanziario netto totale	330	807	
di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(5)</sup>	1.297	1.362	
Leva finanziaria	16%	29%	
Indebitamento finanziario netto totale <i>adjusted</i> <sup>(6)</sup>	538	1.015	
<b>Dati operativi</b>			
<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	MW	<b>1.341</b>	<b>1.340</b>
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	2.580	2.403
<b>Capacità installata impianti termoelettrici <sup>(7)</sup></b>	MW	<b>480</b>	<b>1.008</b>
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	4.665	6.805
<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	milioni di KWh	<b>9.354</b>	<b>10.631</b>
Vendite Rete Italia <sup>(8)</sup>	migliaia di tonnellate	1.403	1.544
<b>Quota di mercato Rete TotalErg</b>	benzina + gasolio	<b>10,6%</b>	<b>11,3%</b>
Quota di mercato Rete ERG Oil Sicilia <sup>(9)</sup>	benzina + gasolio	N.A.	0,8%
<b>Stock di materie prime e prodotti <sup>(10)</sup></b>	migliaia di tonnellate	<b>425</b>	<b>360</b>
Lavorazioni Raffinerie <sup>(11)</sup>	migliaia di tonnellate	650	2.922
Investimenti <sup>(12)</sup>	milioni di Euro	54	74
<b>Dipendenti a fine periodo <sup>(13)</sup></b>	Unità	<b>604</b>	<b>778</b>
<b>Indicatori di mercato</b>			
Prezzo di riferimento elettricità <sup>(14)</sup>	Euro/MWh	52,1	63,0
Prezzo di vendita Certificati Verdi (rinnovabili)	Euro/MWh	97,4	89,3
Prezzo di vendita CIP6 (termoelettrico - ISAB Energy)	Euro/MWh	100,9	118,7
Prezzo zonale Sicilia	Euro/MWh	80,9	92,0

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

<sup>(1)</sup> al netto delle accise e, nel 2014, delle operazioni di compravendita (3.829 milioni di Euro). Nel 2014 i ricavi totali comprendono anche il provento per la risoluzione anticipata della convenzione CIP6.

<sup>(2)</sup> non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche

<sup>(3)</sup> comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg (società in *joint venture* con Total), di LUKERG Renew (società in *joint venture* con il Gruppo Lukoil). Il 2013 includeva, per la quota di spettanza ERG il contributo dei risultati di ISAB S.r.l.

<sup>(4)</sup> non include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate. I valori corrispondono anche a quelli *adjusted*

<sup>(5)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il *fair value* dei relativi derivati a copertura dei tassi

<sup>(6)</sup> comprende in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta delle *joint venture* LukErg Renew e TotalErg

<sup>(7)</sup> a seguito della cessione del ramo d'azienda di ISAB Energy la capacità installata si è ridotta di 528 MW

<sup>(8)</sup> dati stimati. Includono il 51% di TotalErg

<sup>(9)</sup> relativi ai punti vendita della controllata al 100% ERG Oil Sicilia, ceduta in data 29 dicembre 2014

<sup>(10)</sup> comprendono la quota ERG dello stock nella *joint venture* TotalErg.

<sup>(11)</sup> nel 2013 comprendono le lavorazioni effettuate presso la raffineria ISAB

<sup>(12)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali

<sup>(13)</sup> include la cessione del ramo d'azienda relativo all'organico da ISAB Energy Services a ISAB S.r.l.

<sup>(14)</sup> Prezzo Unico Nazionale

## Sintesi dei risultati per settore

(milioni di Euro)	Anno	
	2014	2013
<b>Ricavi della gestione caratteristica:</b>		
Rinnovabili	349	339
Power	1.164	1.642
Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	3.098	9.002
Corporate	30	6
Ricavi infrasettori	(291)	(621)
<b>Totale ricavi adjusted<sup>(2)</sup></b>	<b>4.350</b>	<b>10.368</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti</i>	0	(189)
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	(2.958)	(3.117)
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	(22)	(11)
<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>1.369</b>	<b>7.051</b>
<b>Margine operativo lordo:</b>		
Rinnovabili	267	245
Power	204	358
Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	44	(5)
Corporate	(24)	(30)
<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>491</b>	<b>569</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti</i>	0	(31)
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	(47)	(39)
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	(14)	(7)
<b>Margine operativo lordo a valori correnti<sup>(3)</sup></b>	<b>429</b>	<b>493</b>
<i>Utili (perdite) su magazzino</i>	(0)	(6)
<i>Poste non caratteristiche</i>	118	(107)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>547</b>	<b>380</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni:</b>		
Rinnovabili	(137)	(126)
Power	(54)	(80)
Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	(48)	(83)
Corporate	(2)	(3)
<b>Ammortamenti a valori correnti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>(241)</b>	<b>(291)</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti</i>	0	22
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	44	56
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	8	4
<b>Ammortamenti a valori correnti<sup>(3)</sup></b>	<b>(189)</b>	<b>(210)</b>
<b>Risultato operativo netto:</b>		
Rinnovabili	131	119
Power	150	278
Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	(5)	(87)
Corporate	(27)	(32)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti adjusted<sup>(3)</sup></b>	<b>249</b>	<b>278</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB S.r.l. a valori correnti</i>	0	(9)
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	(3)	17
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	(6)	(3)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti<sup>(3)</sup></b>	<b>240</b>	<b>283</b>
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:</b>		
Rinnovabili	38	97
Power	14	26
Downstream Integrato <sup>(1)</sup>	34	41
Corporate	3	2
<b>Totale investimenti adjusted<sup>(4)</sup></b>	<b>89</b>	<b>165</b>
<i>Investimenti di ISAB S.r.l. (quota ERG)</i>	-	-
<i>Investimenti di TotalErg (51%)</i>	(34)	(39)
<i>Investimenti di LUKERG Renew (50%)</i>	(2)	(52)
<b>Totale investimenti</b>	<b>54</b>	<b>74</b>

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

<sup>(1)</sup> Il Downstream Integrato, nel 2013, includeva anche i risultati della raffinazione costiera.

<sup>(2)</sup> i ricavi *adjusted* tengono conto della quota ERG dei ricavi effettuati dalle *joint venture* TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew. Il 2013 includeva, per la quota di spettanza ERG, il contributo dei risultati di ISAB S.r.l.. Nel 2014 non includono i ricavi delle attività di ERG Supply & Trading (3.829 milioni), esposti a riduzione dei costi per acquisti.

<sup>(3)</sup> i risultati a valori correnti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche. I valori *adjusted* comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di TotalErg S.p.A., LUKERG Renew. Il 2013 includeva, per la quota di spettanza ERG il contributo dei risultati di ISAB S.r.l.

<sup>(4)</sup> tengono conto della quota ERG degli investimenti effettuati da TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew.

## Vendite

### Energia

Le vendite di energia elettrica effettuate dal Gruppo ERG fanno riferimento principalmente all'energia elettrica prodotta dai propri impianti<sup>1</sup>, sia eolici (ERG Renew) che termoelettrici (ERG Power e, fino al 30 giugno, ISAB Energy) ed, in misura minore, ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Delle vendite di energia elettrica effettuate in Italia nel corso del 2014, circa 6,7 TWh sono relative alle produzioni degli impianti del Gruppo, pari a circa il 2,2% della domanda complessiva nazionale (2,8% nel 2013).

La ripartizione dei volumi di vendita, con riferimento alla tipologia di fonte, è riportata nella tabella seguente:

Energia (GWh)	Anno	
	2014	2013
ERG Renew Italia	2.051	2.010
ERG Renew Estero	529	393
ISAB Energy	2.042	4.142
ERG Power Generation	4.732	4.087
<b>Totale</b>	<b>9.354</b>	<b>10.631</b>

Nel corso del 2014 le vendite di vapore<sup>2</sup> sono state pari a 838 migliaia di tonnellate (1.577 nell'analogo periodo del 2013), mentre le vendite di gas sono state pari a 320 milioni di Sm<sup>3</sup>-Standard metri cubi (502 milioni di Sm<sup>3</sup> nel 2013).

### Prodotti petroliferi

Le vendite complessive di prodotti petroliferi del Downstream integrato nel 2014 sono state pari a 3.602 migliaia di tonnellate (7.795 migliaia di tonnellate nel 2013).

La forte riduzione dei volumi venduti è imputabile principalmente al differente perimetro derivante dalla cessione della quota nella Raffineria ISAB perfezionatasi a fine 2013.

La ripartizione dei volumi di vendita di prodotti petroliferi di ERG per canale di distribuzione è riportata nella seguente tabella. Si precisa che i dati includono nel 2014 il contributo delle vendite di TotalErg al 51% e di ERG Oil Sicilia, ceduta in data 29 dicembre 2014.

Raffinazione e Rifornimenti (migliaia di tonnellate)	Anno	
	2014	2013
Esportazioni via nave	57	3.052
Forniture al mercato interno	1.362	2.266
<b>Totale Raffinazione e Rifornimenti</b>	<b>1.418</b>	<b>5.317</b>
Commercializzazione		
	Rete	1.403
Extra Rete	781	934
<b>Totale Commercializzazione</b>	<b>2.184</b>	<b>2.478</b>
<b>Totale prodotti petroliferi</b>	<b>3.602</b>	<b>7.795</b>

Si segnala inoltre che nell'anno 2014 sono state acquistate e vendute, nell'ambito dell'attività di ERG Supply & Trading S.p.A., circa 6,3 milioni di tonnellate di greggi e prodotti, non rappresentati nella tabella sopra indicata in coerenza con la rappresentazione dei ricavi contabili esposti a riduzione dei corrispondenti costi d'acquisto.

<sup>1</sup> per ERG Power le vendite di energia elettrica differiscono dalle produzioni in quanto includono energia comprata e rivenduta sui mercati *wholesale* e sui mercati 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 2014 i **ricavi adjusted**<sup>1</sup> sono pari a 4.350 milioni, in diminuzione rispetto ai 10.368 milioni del 2013, in conseguenza principalmente dell'uscita dal settore della Raffinazione Costiera e della cessione dell'impianto di ISAB Energy.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted**<sup>2</sup> si attesta a 491 milioni, in riduzione rispetto ai 569 milioni registrati nel 2013, ma in presenza di un diverso perimetro di attività. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Rinnovabili:** margine operativo lordo pari a 267 milioni, in crescita rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (245 milioni) grazie al contributo dei nuovi parchi in Italia ed all'estero, all'incremento dell'efficienza derivante dall'internalizzazione delle attività di O&M ed ai minori oneri di sbilanciamento in seguito agli effetti della recente sentenza del Consiglio di Stato, che hanno più che compensato la riduzione dei prezzi medi di vendita.
- **Power:** margine operativo lordo di 204 milioni, in contrazione rispetto ai 358 milioni registrati nel 2013, principalmente a causa del minor apporto di ISAB Energy, il cui contributo è venuto meno nel secondo semestre in seguito alla cessione dell'impianto e che nel primo semestre aveva risentito della forte riduzione della tariffa CIP6 rispetto al 2013. Il risultato derivante dall'attività dell'impianto CCGT pari a circa 100 milioni è pressochè in linea con quello dello scorso esercizio.
- **Downstream Integrato:** margine operativo lordo pari a 44 milioni, in forte miglioramento rispetto al risultato negativo di 5 milioni registrato nel 2013 grazie principalmente ai migliori risultati di TotalErg che beneficiano di importanti azioni di efficienza e alla cessazione dell'attività di Raffinazione Costiera conseguente alla cessione dell'ultimo 20% della raffineria ISAB; tali effetti positivi sono in parte stati mitigati da una performance negativa di ERG Supply & Trading.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted**<sup>2</sup> è stato pari a 249 milioni (278 milioni nel 2013) dopo ammortamenti per 241 milioni (291 milioni nel 2013).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 76 milioni, rispetto al risultato di 38 milioni del 2013. Il significativo miglioramento del risultato è legato principalmente al maggior contributo delle rinnovabili e all'uscita dalla Raffinazione Costiera, che hanno più che compensato i minori utili di ISAB Energy nel periodo. I risultati hanno inoltre beneficiato di minori oneri finanziari netti e di un minore *tax rate* anche a seguito della riduzione dell'addizionale IRES dal 10,5% al 6,5% sulle imposte correnti.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 48 milioni (28 milioni del 2013) e risente principalmente dell'effetto positivo della risoluzione del CIP6 di ISAB Energy (317 milioni, al netto dell'effetto fiscale), parzialmente compensato dalla minusvalenza netta legata alla cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services (268 milioni, al netto dell'effetto fiscale).

Il risultato risente inoltre degli effetti negativi (-19 milioni) legati allo stralcio di tax assets in conseguenza della dichiarata incostituzionalità non retroattiva dell'addizionale Robin Tax e del fair value negativo (-7 milioni) di strumenti derivati.

Si ricorda che i risultati del 2013 includevano l'impatto positivo derivante dalla cessione dell'ultimo 20% della partecipazione in ISAB S.r.l. con una plusvalenza di 177 milioni, in parte compensata da accantonamenti legati alle attività sul Sito di Priolo e conseguenti principalmente all'uscita dal settore della Raffinazione e da oneri accessori relativi all'acquisizione di ERG Wind. Il risultato rifletteva inoltre la svalutazione della partecipazione in TotalErg per 58 milioni a seguito dell'Impairment Test.

Nel 2014 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 89 milioni (165 milioni nel 2013) di cui il 42% nel settore Rinnovabili (59%), il 16% nel settore Power (15%) e il 38% nel settore Downstream integrato (25%).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 330 milioni, in diminuzione di 477 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2013 principalmente a seguito dell'incasso derivante dalla risoluzione del contratto CIP 6 di Isab Energy (515 milioni) e dal flusso di cassa operativo di periodo parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi da ERG S.p.A. (143 milioni) e da ISAB Energy al socio di minoranza (22 milioni), dall'acquisizione della quota di minoranza di ISAB Energy e ISAB Energy Services (153 milioni). L'indebitamento al 31 dicembre 2014 risente anche positivamente dell'importo di 50 milioni conseguente all'ingresso di Unicredit nell'azionariato di ERG Renew.

<sup>1</sup> i ricavi adjusted non includono i ricavi delle attività di Supply & Trading, esposti a riduzione dei costi per acquisti.

<sup>2</sup> per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti adjusted e per un dettaglio delle poste non caratteristiche si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 181 milioni (141 milioni al 31 dicembre 2013).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted**, che include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nelle joint venture TotalErg e LUKERG Renew, risulta pari a 538 milioni, in diminuzione di circa 477 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 sostanzialmente per le stesse motivazioni sopra riportate e per fenomeni puntuali del circolante di TotalErg. Nell'indebitamento finanziario netto adjusted sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 189 milioni (147 milioni al 31 dicembre 2013).

### Confronto risultati a parità di perimetro

Il confronto dei risultati 2014 con quelli del 2013 risente del cambiamento del perimetro, con particolare riferimento alla cessione dell'ultima quota della Raffineria ISAB alla fine del 2013 ed alla cessione dell'impianto IGCC alla fine del primo semestre 2014.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi, nella tabella sottostante si propone il confronto dei risultati a perimetro costante ovvero considerando il contributo di ISAB Energy per il solo primo semestre 2013 (con l'esclusione quindi del secondo semestre pari a 132 milioni) ed escludendo i risultati della Raffinazione costiera per l'intero anno 2013 (-50 milioni).

	2014	2013 Restated
Rinnovabili	267	245
Power	204	226
Downstream Integrato	44	45
Corporate	(24)	(30)
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <i>adjusted</i></b>	<b>491</b>	<b>487</b>

La lieve crescita del margine operativo lordo a valori correnti *adjusted*, a parità di perimetro, riflette principalmente il maggiore contributo delle rinnovabili e la riduzione dei costi centrali, compensati dal minore contributo dell'impianto ISAB Energy nel primo semestre dell'anno per effetto di una significativa contrazione del prezzo di vendita CIP6 dell'energia elettrica. Si evidenzia che a fronte di un andamento economico sostanzialmente in linea, l'indebitamento finanziario netto risulta in forte riduzione rispetto all'anno precedente proprio per gli incassi straordinari legati alle due operazioni, la cessione del 20% della Raffineria ISAB e l'incasso del corrispettivo di uscita anticipata dal CIP6. L'andamento delle grandezze economiche e patrimoniali riflettono la significativa trasformazione del portafoglio di attività del Gruppo che è proseguita nel corso del 2014.



## Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

### RINNOVABILI - ITALIA

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

In data **20 gennaio 2014** ERG Renew ha comunicato l'entrata in esercizio del parco eolico di Palazzo San Gervasio (PZ), avvenuta in anticipo rispetto alle tempistiche originariamente previste.

Il nuovo impianto, composto da 17 aerogeneratori Vestas V100 da 2 MW ciascuno, ha una capacità installata di 34 MW e una produzione di oltre 72 GWh all'anno di energia, pari a circa 30 kt di emissioni di CO2 evitata. Con la realizzazione del parco, ERG Renew rafforza la propria posizione di *leadership* nel mercato eolico italiano, con una capacità installata complessiva di 1.087 MW e di 1.341 MW a livello Europeo. In data **23 maggio 2014** ERG Eolica Basilicata S.r.l. (100% ERG Renew) ha sottoscritto il contratto di finanziamento in project financing per il parco eolico situato in provincia di Potenza, entrato in produzione nel primo trimestre 2014 con una capacità installata di 34 MW. Il finanziamento, per un importo complessivo di 43 milioni di Euro e una durata di 17 anni, è stato sottoscritto dai Mandated Lead Arrangers BNP Paribas e Crédit Agricole CIB, che agisce anche in qualità di banca agente, e Carispezia Crédit Agricole in qualità di Account Bank.

In data **5 novembre 2014** ERG ha notificato a International Power una richiesta di rimborso di un importo di 45,8 milioni. La richiesta di rimborso fa riferimento al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di revoca dei contributi L.488/92 a suo tempo assegnati a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind del 2013. Si ricorda che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi erano stati coperti negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore. Avverso i decreti di revoca è stato tempestivamente proposto ricorso straordinario con richiesta di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati e si attende ora la decisione sia sull'istanza cautelare e che sul merito del ricorso.

Si precisa che nelle more del giudizio presso il Tribunale di Avellino risultano già vincolati 32 milioni presso l'apposito Fondo di Giustizia istituito dall'art. 61, comma 23, del decreto-legge n. 112/2008 (convertito dalla legge n. 133/2008).

### RINNOVABILI - ESTERO

In data **9 gennaio 2014** LUKERG Renew, joint venture tra ERG Renew e LUKOIL-Ecoenergo, ha completato la costruzione e il commissioning del parco eolico di Topolog-Dorobantu in Romania, nella regione di Tulcea.

Il nuovo impianto, composto da 42 aerogeneratori Vestas V90 da 2 MW ciascuno, ha una capacità installata di 84 MW. L'ultimo aerogeneratore, la cui costruzione è stata completata nei primi mesi del 2014, è entrato in esercizio commerciale il 29 aprile 2014. A regime l'impianto produrrà oltre 200 GWh all'anno di energia, pari a circa 85 kt di emissioni di CO2 evitata.

Con la realizzazione del parco, LUKERG Renew rafforza in maniera significativa la propria presenza nel mercato eolico rumeno e si posiziona, con una capacità installata complessiva di circa 150 MW, tra i principali operatori del settore.

In data **2 aprile 2014** LUKERG Renew, attraverso la controllata Corni Eolian, ha sottoscritto il contratto di finanziamento in project financing con Raiffeisen Bank International AG e ING Bank NV in qualità di Mandated Lead Arranger (MLA) per finanziare il parco eolico di Gebeleisis in Romania nella regione di Galati, con una capacità installata di 70 MW. Il finanziamento, per un importo complessivo di 67 milioni di Euro, avrà una durata di 11 anni.

In data **15 maggio 2014** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione dal gruppo Vortex Energy del 100% del capitale di EW Orneta 2, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella regione di Radziejów, con una capacità prevista di 42 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 100 GWh all'anno, pari a circa 2.400 ore equivalenti e a circa 85 kt di emissione di CO2 evitata. ERG Renew ha iniziato i lavori di realizzazione del parco eolico nel terzo trimestre 2014 per entrare in operatività a metà del 2015.



L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 65 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo pagato per l'enterprise value della società pari a circa 7,2 milioni di Euro. In data **22 luglio 2014** è stato perfezionato il *closing* dell'acquisizione. L'operazione permette ad ERG Renew di entrare in un Paese ritenuto strategico per le sue potenzialità di sviluppo nell'eolico e di proseguire il suo percorso di crescita all'estero.

In data **4 giugno 2014** LUKERG Renew, attraverso la controllata Land Power, ha sottoscritto il contratto di finanziamento in project financing con la Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (EBRD) e UniCredit in qualità di Hedging Provider and Account Bank per finanziare il parco eolico di Topolog-Dorobantu in Romania nella regione di Tulcea. Il finanziamento, per un importo complessivo di 57 milioni di Euro, avrà una durata di 14 anni.

### TERMOELETTRICO

In data **16 giugno 2014** ERG ha perfezionato il closing con GDF SUEZ per l'acquisizione delle partecipazioni, pari al 49% del capitale sociale (indirettamente possedute dalla stessa GDF SUEZ e da Mitsui & Co.), in ISAB Energy, ISAB Energy Services e ISAB Energy Solare. L'operazione si è conclusa, in linea con gli accordi comunicati il 30 dicembre 2013, a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente e dell'avvenuta accettazione da parte del GSE della risoluzione anticipata della convenzione CIP6/92 per l'impianto di ISAB Energy, con efficacia dal 1° luglio 2014.

In data **30 giugno 2014** ERG ha perfezionato il closing con ISAB, controllata dal Gruppo LUKOIL, per la cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services, costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale impiegato per la sua gestione e manutenzione. Questo è stato il passaggio conclusivo di un'operazione complessa che ha portato alla cessione dell'impianto di ISAB Energy, in coerenza con la definitiva uscita dalla Raffineria ISAB, permettendo al Gruppo di compiere un significativo passo in avanti nella strategia di riposizionamento del portafoglio di attività. L'operazione nel suo complesso permetterà, inoltre, di rafforzare ulteriormente la struttura patrimoniale di ERG anche a supporto dei futuri piani di sviluppo.

### OIL

In data **5 novembre 2014** ERG ha reso noto di aver raggiunto con GRS Petroli un accordo per la cessione della partecipazione, pari al 100% del capitale sociale, in ERG Oil Sicilia, società operante nel settore della distribuzione carburanti in Sicilia con una Rete di circa 200 punti vendita.

A fronte di tale operazione GRS Petroli, già proprietaria di una Rete di punti vendita nell'isola, ha riconosciuto ad ERG un corrispettivo di circa 30 milioni di Euro. In data **29 dicembre 2014** ERG ha quindi comunicato di aver perfezionato il *closing* per la cessione a Maiora, società controllata da GRS Petroli, della suddetta partecipazione, pari al 100% del capitale sociale, in ERG Oil Sicilia. L'operazione, anche a seguito della cessione della Raffineria ISAB, è coerente con la strategia di valorizzazione degli asset e rappresenta un ulteriore importante passo nel riposizionamento industriale in Sicilia di ERG che è presente con i 198 MW di potenza eolica di ERG Renew e con i 480 MW di potenza dell'impianto CCGT di ERG Power.

### CORPORATE

In data **15 aprile 2014** l'Assemblea di ERG S.p.A., su proposta del Consiglio di Amministrazione, ha deliberato il pagamento di un dividendo di 1 Euro per azione, inclusivo di una parte non ricorrente di 0,50 Euro per azione legata alla positiva conclusione di una fase essenziale del progetto strategico di riassetto industriale iniziato nel 2008.

### VERIFICA FISCALE TOTALERG

In data **6 agosto 2014** ERG S.p.A., nell'ambito delle indagini relative alle presunte irregolarità fiscali afferenti TotalErg, ha ricevuto, in qualità di consolidante fiscale, un processo verbale di constatazione da parte della Guardia di Finanza di Roma redatto nei confronti di TotalErg il cui contenuto richiama sostanzialmente le contestazioni commentate nel Bilancio 2013.

Si ricorda che tali contestazioni hanno ad oggetto presunte irregolarità fiscali riferite all'esercizio 2010, che sarebbero state realizzate attraverso la registrazione nella contabilità di TotalErg S.p.A. di fatture per asserite operazioni inesistenti di acquisto greggi, emesse per complessivi 904 milioni di euro da società con sede alle Bermuda appartenenti al gruppo Total, i cui costi sono stati inclusi nelle dichiarazioni fiscali

di TotalErg S.p.A., e recepite dalla consolidante ERG S.p.A. nella dichiarazione del consolidato fiscale nazionale del Gruppo ERG.

Si segnala inoltre che, in pari data, TotalErg ha ricevuto un processo verbale di constatazione per presunte irregolarità fiscali relative a Total Italia per gli anni 2007, 2008, 2009, di natura e importi sostanzialmente analoghi, per ciascuno esercizio, a quelle sopra richiamate, riferite quindi a periodi anteriori alla costituzione della *joint venture* TotalErg. Al riguardo si ricorda comunque che l'accordo di *joint venture* con Total prevede un adeguato reciproco apparato di garanzie.

A fronte dei citati processi verbali di constatazione ERG S.p.A. e TotalErg S.p.A., per ulteriormente ribadire la correttezza del proprio operato, hanno presentato all'Amministrazione Finanziaria proprie osservazioni e note di approfondimento la cui disamina è in corso da parte dell'Amministrazione Finanziaria. Alla data di autorizzazione alla pubblicazione del presente documento non risulta emesso nessun avviso di accertamento nei confronti della società. Il Gruppo ERG ritiene di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti e confida pertanto, anche con il parere dei propri legali, che verrà accertata la correttezza del proprio operato.

## Quadro normativo di riferimento

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso dell'anno 2014.

### GENERALE

#### Pacchetto Clima-Energia 2030

Il 22 gennaio 2014 la Commissione Europea ha pubblicato la Comunicazione dedicata al Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030.

Sebbene il documento non abbia carattere normativo o vincolante per gli Stati membri, contiene gli orientamenti per avviare le discussioni in merito alla politica climatica dopo il 2020. I principali contenuti della Comunicazione sono:

1. riduzione dell'emissione di gas serra del 40% rispetto al livello di emissione al 1990;
2. riforma dell'ETS che includa l'istituzione di una riserva per la stabilità del mercato dall'inizio del prossimo periodo di scambio, nel 2021;
3. nuovo target "comunitario" di almeno il 27% di Energie Rinnovabili sul consumo lordo di energia al 2030, vincolante solo a livello dell'Unione e non per i singoli Stati membri.

La Commissione, e più specificamente, la Direzione generale per la Concorrenza, ha pubblicato il 9 aprile le nuove Linee guida sugli aiuti di Stato in ambito ambientale ed energetico che anticipano gli orientamenti della Direzione Generale in merito alla compatibilità con il mercato interno degli aiuti di Stato. Tali Linee Guida saranno applicate dal 1° luglio 2014 al 31 dicembre 2020. Con una particolare attenzione alle energie rinnovabili e agli schemi nazionali di incentivazione delle stesse, i principali contenuti delle Linee guida sono così riassumibili:

- i sistemi incentivanti già esistenti saranno soggetti alle Linee Guida solo se non sono stati "notificati" presso la Commissione o se sono stati modificati o prolungati;
- i nuovi sistemi di incentivazione, dovranno seguire le Linee Guida che prevedono di adottare sistemi competitivi ad asta pubblica per l'aggiudicazione degli incentivi, sistemi "feed-in tariff" limitati agli impianti di taglia inferiore e un regime transitorio per gli anni 2015 e 2016.

Per quanto attiene l'efficienza energetica, il 5 giugno 2014 la Commissione europea ha pubblicato la nuova Comunicazione in materia, i cui elementi sono i seguenti:

- a) un target di riduzione del 18-19% al 2020 del consumo energetico sembra poter essere raggiunto con un uso più efficace degli strumenti esistenti;
- b) per il 2030, viene proposto un target del 30% di riduzione del consumo energetico. Nell'assenza di una più precisa definizione della natura vincolante o indicativa e del livello della sua applicazione, nazionale o all'Unione tutta, è stato il Consiglio europeo di ottobre a indicare tempi, modi e quantità.

Il 23 ottobre 2014, i Capi di Stato e di Governo dell'Unione europea hanno raggiunto un accordo politico di principio sul quadro clima ed energia al 2030. La discussione si è sviluppata a partire dalla Comunicazione della Commissione europea in materia pubblicata in gennaio.

L'accordo raggiunto in seno al Consiglio europeo enuclea dei principi guida. Essi dovranno essere tradotti in proposte della Commissione europea e sottoposti alla normale procedura legislativa di codecisione tra Parlamento e Consiglio dell'Unione europea.

In estrema sintesi, sono stati accettati 3 target, anche se molto diversi per natura e sostanza, per il 2030:

1. un target vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 40% rispetto ai livelli di emissione registrati nel 1990. Tale target è ulteriormente suddiviso in: 43% per i settori Ets e 30% per i non Ets. Entrambi i dati sono riferiti al livello di emissione del 2005;
2. un target di almeno il 27% del consumo lordo finale di energia per l'energia da fonti rinnovabili. Il target è vincolante per l'Unione in quanto tale, ma non per i singoli Stati membri;
3. un target di riduzione di consumo energetico rispetto al tendenziale del 27%. Il target di efficienza energetica non è vincolante ne' per l'unione ne' per gli Stati membri.

Per quanto attiene l'ETS, il Consiglio europeo ha trovato un accordo sui seguenti punti:

1. il fattore di riduzione lineare delle quote complessive messe ad asta passa dal 1,74% di oggi al 2,2% a partire dal 2021;
2. i paesi con un PIL pro capite inferiore al 60% della media UE potranno continuare a garantire allowances gratuite al settore elettrico dopo il 2020. Tale quota non potrà superare il 40% del monte quote a titolo oneroso;

3. si ribadisce l'impegno all'assegnazione di quote gratuite per evitare il rischio di perdita di competitività dei settori industriali soggetti a *Carbon Leakage*. I parametri di riferimento saranno riesaminati periodicamente in linea con i progressi tecnologici nei rispettivi settori industriali.

Altri elementi di interesse dell'accordo raggiunto in Consiglio europeo:

1. si definisce un target dedicato alle interconnessioni calcolato sulla capacità installata elettrica, di almeno il 10%, valido almeno per i Baltici e la penisola iberica nei confronti dei paesi che rappresentano i rispettivi ingressi al mercato europeo;
2. il documento affronta anche il tema del completamento sia normativo che del mercato interno dell'energia, visto come elemento fondamentale per migliorare la sicurezza energetica europea per quanto riguarda l'energia elettrica e il gas;
3. da segnalare che qualsiasi proposta legislativa della commissione dovrà rispettare scrupolosamente "*member states freedom to determine their energy mixes*".

#### **Decreto "Destinazione Italia - Spalma incentivi volontario"**

In ambito nazionale è stato convertito in legge il decreto-legge "**Destinazione Italia**" che prevede alcune  **misure urgenti per il settore energetico**.

In particolare, per gli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili (ad esclusione del comparto fotovoltaico), è previsto che gli operatori possano optare per l'estensione del periodo di incentivazione di sette anni a fronte di una riduzione dell'incentivo (cosiddetto "spalma incentivi volontario"). In caso di mancata adesione, si perde il diritto ad accedere ad ogni altra forma di nuovo incentivo per 10 anni; dalla misura sono esclusi i nuovi impianti (autorizzati con DM 6 luglio 2012), gli impianti con incentivazione in scadenza e quelli in regime CIP6..

L'attuazione del decreto-legge "Destinazione Italia" è avvenuta con il **Decreto del Ministero dello Sviluppo economico pubblicato il 18 novembre 2014**, che stabilisce le modalità di determinazione dei nuovi incentivi riconosciuti sull'energia elettrica prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili esistenti, diversi da quelli fotovoltaici, che abbiano optato per la rimodulazione dell'incentivo entro il 17 febbraio 2015.

Un'altra disposizione di rilievo introdotta con il decreto-legge "Destinazione Italia" è l'eliminazione dei cosiddetti Prezzi Minimi Garantiti per gli impianti FER di taglia inferiore a 1 MW; sono invece fatti salvi gli impianti piccoli (inferiori a 100 kW se fotovoltaici/solari e a 500 kW se idroelettrici).

Sul fronte biocarburanti, è stata confermata anche per il 2015 la quota minima d'obbligo di miscelazione nei carburanti tradizionali già vigente per il 2014 (4,5% vol).

#### **Decreto "Competitività"**

L'impegno del Governo italiano a rendere maggiormente competitive le imprese nazionali (in particolare le cosiddette PMI), anche attraverso una **riduzione dei costi dell'energia prelevata**, si è concretizzato nell'emanazione di un nuovo provvedimento riguardante anche il comparto energetico, il decreto-legge "**Competitività**", pubblicato a giugno 2014 e convertito con modificazioni nella legge 11 agosto 2014, n. 116. Il provvedimento contiene una norma *ad hoc* per la riduzione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici di taglia superiore a 200 kW da applicare a partire dal 1° gennaio 2015.

In sintesi, gli operatori fotovoltaici dovranno scegliere tra tre opzioni: a) l'estensione da 20 a 24 anni del periodo di incentivazione, a fronte di una rimodulazione del valore unitario dell'incentivo di entità dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo; b) il mantenimento del periodo di erogazione ventennale, a fronte di una riduzione dell'incentivo per un primo periodo, e di un corrispondente aumento dello stesso per un secondo periodo, con percentuali definite dal **Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 17 ottobre 2014**; c) il mantenimento del periodo di erogazione ventennale, a fronte di una riduzione percentuale crescente a seconda della taglia degli impianti.

Lo stesso provvedimento ha previsto, inoltre, la possibilità per tutti i produttori rinnovabili di cedere una quota fino all'80% degli incentivi a operatori finanziari internazionali attraverso un'asta organizzata dall'Autorità dell'energia. Si sottolinea, però, che tale norma non ha ancora ricevuto attuazione in quanto subordinata alla verifica da parte del ministero dell'Economia della compatibilità degli effetti di tale operazione sui saldi di finanza pubblica ai fini del rispetto degli impegni assunti in sede europea.

Per gli operatori titolari di **Reti elettriche Interne di Utensità (RIU)** o di Sistemi Efficienti di Utensità (SEU) è previsto un ricarico degli oneri di sistema per i consumi interni alla rete di proprietà, pari al 5%.

#### **Emendamento "Mucchetti" per le unità di produzione in Sicilia**

Nel corso dell'iter di conversione in legge del decreto-legge 91/14 "Decreto Competitività", tra le varie disposizioni introdotte, si evidenzia il cosiddetto emendamento "Mucchetti": con tale disposizione, al fine di abbassare il prezzo dell'elettricità all'ingrosso della zona Sicilia il regolatore ha definito **essenziali, a**

**partire dal 1° gennaio 2015 e fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi"** tra la Sicilia e il Continente (il cui completamento è ad oggi previsto entro il 2015), tutte le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW di tale zona (incluso l'impianto CCGT della Società). I criteri di offerta e remunerazione delle suddette unità di produzione soggette alla disciplina di essenzialità sono state fissate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico con la **deliberazione n. 521/2014/R/eel**, seguendo l'impostazione della disciplina della reintegrazione dei costi ai sensi della delibera n. 111/06.

Con lo stesso emendamento, è stata introdotta un'ulteriore disposizione afferente al ~~fine del~~ calcolo degli sbilanciamenti fino alla completa revisione della disciplina Mercato dei Servizi di Dispacciamento riguardante **la rimozione** dalla suddivisione della rete rilevante **delle macrozone Sicilia e Sardegna** mediante incorporazione nella macrozona Sud (di conseguenza la nuova struttura delle zone ai soli fini del calcolo degli sbilanciamenti si articola in zona A composta dalla zona Nord, e zona D composta dalle zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia e Sardegna).

Con la delibera 525/2014/R/eel l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha attuato, con decorrenza 1 novembre 2014, le suddette disposizioni, al fine di limitare gli oneri per il sistema elettrico dovuti all'applicazione di prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base della configurazione macrozonale previgente.

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

Per quanto riguarda la tematica prettamente **ambientale**, è opportuno segnalare che nel primo trimestre dell'anno è stato modificato il cosiddetto Testo Unico Ambientale (**decreto legislativo 46/2014**) con effetto già dal secondo trimestre; in particolare, sono state inserite disposizioni relative all'incenerimento e termovalorizzazione dei rifiuti prima non presenti. Le altre novità di rilievo riguardano l'aggiornamento delle procedure di valutazione ambientale, dei livelli limite di emissione per i grandi impianti di combustione (superiori a MW) e l'inseverimento dei limiti in caso di modifica "sostanziale" all'impianto.

Merita inoltre particolare menzione il **Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica** che, tra le numerose misure da adottarsi nei diversi settori che contribuiscono al consumo di energia del sistema Paese, introduce l'obbligo per le grandi imprese e per le imprese energivore di effettuare la **diagnosi energetica** nei propri siti produttivi entro il 5 dicembre 2015.

Si segnala, infine, la pubblicazione della Legge 30 ottobre 2014, n. 161 recante: "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2013-bis". Il provvedimento, entrato in vigore lo scorso novembre 2014, contiene alcune modifiche in tema di sicurezza, legate alla valutazione dei rischi sia in caso di costituzione di nuova impresa, che di rielaborazione di una valutazione esistente. In materia di distributori di carburanti, viene definitivamente eliminato il vincolo di localizzazione al di fuori dei centri abitati degli impianti non presidiati, le cosiddette stazioni di servizio "automat" o "ghost".

#### **ROBIN TAX**

Con sentenza n. 10 del 11 febbraio 2015, la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'addizionale IRES del 6,5% per le imprese operanti nei settori del petrolio e dell'energia ("Robin Tax"), introdotta dall'art. 81 comma 16 del DL 112/2008 (conv. L. 133/2008) e successive modifiche.

La declaratoria di incostituzionalità non retroattiva produce gli effetti a partire dal 12 febbraio 2015, giorno successivo a quello della pubblicazione della sentenza nella Gazzetta Ufficiale.

Ai fini del bilancio 2014 si è pertanto proceduto al computo delle imposte correnti considerando, ove applicabile, l'addizionale Robin Tax mentre si è proceduto allo stralcio dei crediti per imposte anticipate e fondi per imposte differite stanziati in relazione alla suddetta addizionale IRES in quanto decadono i presupposti stessi del loro atteso riversamento.

L'impatto netto alla riga imposte è risultato negativo per 5 milioni di Euro.

Si segnala inoltre che la valutazione ad equity della joint venture TotalErg S.p.A. riflette -14 milioni di euro (quota ERG) legata al medesimo effetto.

I suddetti impatti sono stati isolati come posta non caratteristica.

Si precisa infine che il relativo effetto è stato considerato un *adjusting event* in applicazione di quanto previsto dallo IAS 10, vale a dire un fatto intervenuto dopo la data di riferimento del bilancio che comporta una rettifica sulla base delle migliori analisi disponibili al momento della redazione del bilancio 2014 in relazione alla recente emanazione della sentenza.

## RINNOVABILI

### ITALIA

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

Nell'intento, più volte manifestato dal Governo, di monitorare più attentamente l'erogazione degli incentivi, il Ministro dello sviluppo economico ha firmato il 31 gennaio 2014 il decreto che prevede la definizione organica dei controlli, e ispezioni che il GSE può svolgere sugli impianti a fonti rinnovabili cui ha erogato incentivi (cd. **DM "Verifiche"**).

Nello specifico, il provvedimento disciplina le procedure per lo svolgimento dei controlli di competenza del GSE sugli impianti di produzione e anche le misure sanzionatorie nel caso in cui vengano accertate violazioni rilevanti (specificate in un apposito allegato). In questa evenienza, è prevista la decadenza degli incentivi con l'integrale recupero delle somme già erogate. L'applicazione del provvedimento riguarda in egual misura tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, indipendentemente dalla loro taglia e dalla tipologia della fonte utilizzata.

Un altro argomento di rilievo per le rinnovabili non programmabili (come appunto la fonte eolica) è rappresentato dagli **oneri di sbilanciamento**.

Con la **sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, il Consiglio di Stato (CdS)** ha annullato in via definitiva le delibere 281/2012 e 493/2012 con le quali l'Autorità aveva introdotto gli oneri di sbilanciamento a carico degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili, confermando però la necessità di evitarne la socializzazione. Facendo seguito alla consultazione che si è conclusa l'8 settembre 2014 (**DCO 302/2014**), in ottobre l'Autorità ha definito con la **delibera 522/2014** la nuova regolazione in materia. In particolare, l'AEEGSI ha stabilito che a partire dal 1° gennaio 2015 sia possibile scegliere tra due modalità di applicazione del corrispettivo di sbilanciamento. La prima prevede l'introduzione di «bande» differenziate per fonte (per l'eolico, è pari al 49% del programma), per una diversa modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti: al di sopra della banda, si applica la disciplina prevista per le unità non abilitate, mentre al di sotto, gli sbilanciamenti sono valorizzati attraverso un corrispettivo unitario medio indifferenziato per fonte. Per evitare quest'ultima valorizzazione, è possibile optare per l'applicazione della disciplina prevista per le unità non abilitate per tutta l'energia sbilanciata. Il provvedimento è stato impugnato innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia. Il giudizio è tuttora pendente.

Riguardo il periodo 1° gennaio 2013 - 31 dicembre 2014, la delibera 522/2014 ha ripristinato la disciplina che non prevedeva il pagamento di oneri di sbilanciamento a carico dei produttori rinnovabili non programmabili, salvo i casi di correzione del programma nel mercato infragiornaliero.

Sul fronte delle nuove installazioni, a fine marzo il GSE ha pubblicato i **bandi relativi ai registri e alle procedure d'asta per gli incentivi alle Fonti Rinnovabili non fotovoltaici relativi al contingente 2015** (l'ultimo previsto dal DM 6 luglio 2012).

In relazione alle aste eoliche, è stato stabilito un contingente pari a 356,1 MW; i registri e le procedure d'asta si sono chiuse e le relative graduatorie sono state pubblicate dal GSE ad agosto.

### BULGARIA

A fine 2013 il Parlamento bulgaro ha approvato, nell'ambito delle Finanziaria 2014, un emendamento alla legge di incentivazione delle fonti rinnovabili, in base al quale a partire da gennaio 2014 è stata imposta una fee pari al 20% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonte solare ed eolica. In data 31 luglio la Corte Costituzionale bulgara, richiesta da parte del Presidente della Repubblica di una verifica di costituzionalità della norma, si è espressa verso l'incompatibilità della fee del 20%. La decisione della Suprema Corte che ha pertanto dichiarato la legge incostituzionale è stata pubblicata nella gazzetta n.65 del 6 agosto 2014 con entrata in vigore tre giorni dopo la pubblicazione. Il provvedimento della Corte non ha effetti retroattivi.

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

### ROMANIA

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. 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 liberati 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 portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2014 dal 15% previsto dalla precedente normativa all'11,1%. In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

La legge è attualmente in esame presso la Commissione Europea - DG Competition. Il mercato si attende una decisione da parte delle autorità di Bruxelles entro la prima metà del 2015.

Gli impianti eolici operativi dopo l'1° gennaio 2014 sono invece sottoposti alla decurtazione del numero di CV (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.

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. Il Governo ha annunciato l'intenzione di far entrare in vigore il relativo decreto attuativo il 1° gennaio 2015. Il mercato attende di conoscere i dettagli del testo, in particolar modo per quanto riguarda le modalità di distribuzione delle quote pertinenti agli esentati tra gli altri soggetti che rimangono obbligati.

### FRANCIA

Si è concluso l'iter dei ricorsi contro il decreto Legge del 2008 che stabiliva misura e modalità di incentivazione degli impianti rinnovabili. Contro tale decreto infatti era stato presentato un ricorso presso il Consiglio di Stato francese per la presunta incompatibilità con le norme comunitarie sugli Aiuti di Stato. A seguito del pronunciamento della DG Concorrenza, il decreto del 2008 è stato annullato ma è stato subito sostituito da un nuovo provvedimento che riconferma il sistema di incentivazione (anche per gli impianti esistenti).

Nel frattempo, la Camera dei Deputati ha approvato il nuovo testo sulla Legge per la transizione energetica, che prevede di incentivare la nuova capacità rinnovabile attraverso una tariffa "feed-in premium".

### GERMANIA

Dopo l'approvazione, negli scorsi anni, della cosiddetta *EnergieWende*, ovvero la Legge che presiede alla transizione energetica del Paese verso una completa decarbonizzazione entro il 2050, il Governo ha pubblicato in ottobre 2014 un "Libro verde", in cui vengono delineate le scelte essenziali in termini di disegno del mercato utili a conseguire gli obiettivi energetici e ambientali del Paese.

Il documento si inserisce nel più ampio dibattito sulla sorte delle energie fossili nel mix generativo tedesco e sulle modalità attraverso cui rispettare il target definito nel momento della formazione del Governo di grande coalizione di una riduzione dei gas a effetto serra del 40% entro il 2020.

Sebbene il Libro verde non contenga una posizione univoca ma si limiti a impostare i termini del dibattito, sottolinea la necessità di riforma del mercato (per esempio dei mercati del bilanciamento e infragiornalieri) e l'opportunità di costituire una riserva strategica di capacità, giudicata meno onerosa rispetto ai meccanismi di remunerazione della capacità.

### POLONIA

Dopo l'insediamento di un nuovo Governo a Varsavia, il Parlamento ha continuato la discussione della nuova Legge sulle fonti energetiche rinnovabili. Il testo intende introdurre un sistema di incentivazione del tipo "Contratto per differenza" basato su asta per i nuovi entranti. E' prevista una forma di passaggio volontario "incentivato" per quei soggetti che, pur beneficiando già dell'attuale sistema a Certificati verdi, intendessero optare per la nuova forma di incentivazione. Le sezioni che governano il *Contract for Difference* dovrebbero entrare in vigore il 1° Gennaio 2016. Per la piena approvazione della Legge, l'ordinamento polacco richiede il voto congiunto della Camera dei Deputati e del Senato.

Tale nuova regolamentazione è stata modellata sulle direttive delineate nelle Linee Guida comunitarie della Direzione Generale Concorrenza in materia di Aiuti di Stato in ambito energetico ed Ambientale.

### TERMOELETTRICO

Sul fronte della normativa nazionale, come già evidenziato in precedenza, nel corso del 2014 sono stati approvati diversi provvedimenti per ridurre il costo dell'energia al fine di favorire la competitività delle aziende italiane.

Fra questi, il decreto per alleggerire il peso in bolletta degli incentivi Cip 6. Si tratta del **Decreto ministeriale 31 gennaio 2014** sulle nuove modalità di determinazione del cosiddetto **CEC 2013 e seguenti**, che recepisce *in toto* la proposta dell'Autorità di revisione delle modalità di calcolo del costo evitato di combustibile (CEC) ai sensi del Decreto "Del Fare" (art. 5, DL 69/2013), volta a rendere le tariffe Cip6/92 più aderenti alla struttura dei costi del mercato del gas naturale.

Riguardo il nuovo **mercato della capacità** introdotto con la **delibera 98/11**, si segnala che dopo un lungo periodo di consultazioni pubbliche, si è giunti alla sua approvazione finale. Con il **DM 30 giugno 2014**, il Ministero ha, finalmente, approvato lo schema del nuovo mercato della capacità produttiva trasmesso da Terna, sentita l'Autorità dell'energia, a condizione che vengano apportate una serie di modifiche. Secondo una nota del MSE, le prime aste per il nuovo mercato della capacità dovrebbero essere bandite da Terna entro il 2015, con effetti a partire dal 2018/2019.

Quanto al "capacity payment transitorio" post 2014, invece, si è ancora in attesa di una sua approvazione finale. Si ricorda che l'Autorità dell'energia con la **delibera 6/2014** ha avviato il procedimento per attuare l'art. 1 comma 153 della Legge di Stabilità sul capacity payment elettrico transitorio, a cui ha fatto seguito il documento di consultazione 234/2014, riguardante le proposte di revisione dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva a regime e nel transitorio ai fini della valorizzazione della flessibilità. Al termine della consultazione pubblica (DCO 234/2014), l'Autorità con la **delibera 320/2014** ha reso nota la proposta indirizzata al MSE di integrazione del sistema di remunerazione della capacità di generazione (capacity payment transitorio) attualmente in vigore ai fini di un'esplicita remunerazione della capacità flessibile, con riferimento al periodo 2015-2017. Tale proposta è stata trasmessa al MSE e a Terna per l'approvazione finale.

Infine, alcune novità importanti sono state introdotte dall'Autorità per quanto riguarda il **mercato del dispacciamento (MSD)**. In particolare, con la **delibera 66/2014**, l'Autorità ha previsto l'introduzione di un meccanismo volontario di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria fornito dalle unità di produzione di taglia non inferiore a 10 MVA con determinati requisiti tecnici, che permetta tra l'altro di escludere dal calcolo degli sbilanciamenti delle unità di produzione –il contributo alla regolazione primaria da queste eventualmente fornito. Infine, con la **delibera 65/2014**, l'Autorità ha modificato le regole di calcolo del corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione da parte dei titolari di centrali termoelettriche sul mercato del dispacciamento (MSD).

### DOWNSTREAM INTEGRATO

Oltre alle disposizioni citate sopra, inerenti la liberalizzazione degli impianti automatici non presidiati e la quota d'obbligo di biocarburanti, è da rilevare che, come previsto dalla legge n. 98 del 9 agosto 2013 (di conversione in legge del Decreto "Del fare"), a decorrere dal 1° marzo 2014 e fino al 31 dicembre 2014 è entrato in vigore l'aumento delle aliquote dell'accisa sui carburanti (benzina e gasolio):

- da 728,40 a 730,80 € per mille litri per la benzina;
- da 617,40 a 619,80 € per mille litri per il gasolio usato come carburante.

Sulla Gazzetta Ufficiale del 9 aprile 2014, n. 83, sono stati pubblicati due decreti del Ministero dell'Interno in materia di self service per GPL e metano.

Essi prevedono che accanto agli erogatori di benzina e gasolio, possano essere installati (sotto alcune prescrizioni di sicurezza) anche quelli per il metano auto o il Gpl in modalità self-service diurna e notturna senza presidio.

L'intento delle norme è quello di favorire la diffusione del metano e del GPL come carburanti nell'autotrazione, consentendo all'Italia di consolidare la sua posizione ai primi posti in Europa nell'utilizzo di questi carburanti (con vantaggi in termini di riduzione delle emissioni inquinanti e di sviluppo della filiera dei relativi modelli e componenti per l'industria automobilistica).

### IMPATTI SUL GRUPPO

Per quanto riguarda gli impatti di tali provvedimenti per l'anno 2014 sul Gruppo ERG, si rinvia ai successivi capitoli dedicati alle singole attività gestite.

### SETTORI DI ATTIVITÀ

#### RINNOVABILI

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

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



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

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

Mercato Rinnovabile Italia (GWh) <sup>(2)</sup>	Anno	
	2014	2013
Produzioni da fonti rinnovabili <sup>(3)</sup>	101.873	95.428
di cui:		
Idroelettrica	58.067	54.068
Geotermica	5.541	5.319
Eolica	14.966	14.812
Fotovoltaico	23.299	21.229
<b>Prezzi di cessione (Euro/MWh)</b>		
PUN (Italia) <sup>(4)</sup>	52,1	63,0
Certificati verdi	97,4	89,3
Prezzo EE zona Centro-Sud	48,9	59,3
Prezzo EE zona Sud	47,4	57,2
Prezzo EE Sicilia	80,9	92,0
Prezzo EE Sardegna	52,2	61,5
Valore unitario medio di cessione energia ERG in Italia	146,4	148,1
Feed In Tariff (Germania) <sup>(5)</sup>	96,0	94,6
Feed In Tariff (Francia) <sup>(5)</sup>	91,1	90,4
Feed In Tariff (Bulgaria) <sup>(5)</sup>	94,9	94,8
Prezzo EE Romania	25,0	33,5
Prezzo CV Romania <sup>(6)</sup>	29,3	42,1

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

<sup>(6)</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 corso del 2014 la produzione elettrica nazionale (netta) è stata coperta per il 38% da fonti rinnovabili, in crescita rispetto al 34% del 2013; tale produzione da fonti rinnovabili deriva per il 22% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per il 6% dall'eolico e per il restante 2% da fonte geotermica; rispetto al 2013 risultano in forte crescita sia il fotovoltaico (+10%) che l'idroelettrico (+7%), mentre la produzione eolica ha registrato solo un lieve incremento (+1%).

### Scenario tariffario Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012<sup>1</sup>, la prosecuzione del sistema dei certificati verdi fino al 2015 e la successiva conversione, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium erogata mensilmente e calcolata sulla base di analoga formula. Per quanto riguarda le tempistiche di ritiro da parte del GSE dei Certificati Verdi, per le produzioni del primo trimestre 2014 il ritiro è avvenuto entro il 30 settembre 2014 con pagamento entro il 31 ottobre; per le produzioni del secondo trimestre 2014 il ritiro avverrà entro il 31 dicembre 2014 con pagamento entro il 31 gennaio 2015, per le produzioni del terzo trimestre 2014 il ritiro avverrà entro il 31 marzo 2015 con pagamento entro il 30 aprile e infine per le produzioni del quarto trimestre il ritiro

<sup>1</sup> Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

avverrà entro il 30 giugno 2015. Il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi è pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente<sup>1</sup>.

Gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso<sup>2</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>3</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).

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

Quanto alla revisione della disciplina sul servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n° 2936 del 9/06/2014, sono stati annullati in via definitiva gli oneri di sbilanciamento relativi agli anni 2013 e 2014<sup>5</sup>.

A valle del DCO 302/2014, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha emesso la Delibera 522/2014/R/EEL, che reintroduce dal 2015 gli oneri di sbilanciamento eliminando di fatto le franchigie previste dalla precedente Delibera 281/12/R/EEL e prevedendo nuovi meccanismi di calcolo differenziati per tecnologia.

Terna ha provveduto agli eventuali conguagli entro il 31 dicembre 2014.

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

## Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base al nuovo EEG 2014, la tariffa per i nuovi impianti eolici on-shore è pari a 89 Euro/MWh per 20 anni (costante). Gli impianti esistenti, hanno inoltre la possibilità di scegliere un sistema di incentivazione alternativo, del tipo feed-in premium (obbligatorio per i nuovi impianti). Scegliendo questa opzione, l'energia elettrica viene venduta direttamente sul mercato e l'Operatore riceve, su base mensile, un premio pari alla differenza fra il valore base della feed-in tariff ed il prezzo medio mensile di mercato dell'energia elettrica, al quale viene aggiunto un "management premium" (pari a 4,5 Euro/MWh per il 2014), decrescente nel corso degli anni, che rappresenta un'approssimazione degli oneri legati alla gestione della vendita dell'energia elettrica sul mercato.

La versione del 2009 della stessa legge ha introdotto un System Service Bonus, pari a 7 Euro/MWh per gli interventi effettuati entro il 2010, riconosciuto nel caso in cui siano effettuati interventi tecnologici sull'impianto (per migliorarne le prestazioni relative alla regolazione della tensione e della frequenza), per i primi 5 anni dall'effettuazione dell'intervento.

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

<sup>1</sup> Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

<sup>2</sup> Base di prezzo di 127 €/MWh.

<sup>3</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>5</sup> Anni per i quali continua ad essere in vigore la delibera 111/2006.

### Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è del tipo feed-in tariff. L'incentivo per gli impianti esistenti è riconosciuto per 15 anni e viene aggiornato annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali<sup>1</sup>. Per i primi 10 anni di esercizio è la tariffa iniziale, dipendente dall'anno di stipula del contratto, ad essere aggiornata su base annua, mentre per i successivi 5 anni il valore da indicizzare è decrescente nel caso di ore di funzionamento annuo superiori a 2.400. Per il 2006 il valore della tariffa iniziale era di 82 Euro/MWh. Per definire il valore di partenza per i nuovi impianti negli anni successivi, tale tariffa viene ridotta del 2% rispetto all'anno precedente, a partire dal 2008, e viene aggiornata per tener conto dell'evoluzione degli indici citati. Il valore così determinato, per ogni impianto, viene quindi aggiornato annualmente, secondo il meccanismo sopra esposto. In riferimento al ricorso al Consiglio di Stato, che ha a sua volta investito la Corte di Giustizia europea, contro il decreto del 2008 per la presunta incompatibilità con le norme comunitarie sugli aiuti di stato, lo stesso decreto del 2008 è stato annullato il 28 maggio 2014 (in virtù della mancata notifica alla Commissione europea prima della sua implementazione), ma è stato emesso un nuovo decreto il 17 giugno 2014, che riconferma lo stesso sistema di incentivazione (anche per gli impianti esistenti). Tale decreto era stato precedentemente approvato in via definitiva da parte della Direzione generale per la concorrenza della commissione europea che ha giudicato il testo compatibile con la normativa vigente in materia di aiuti di Stato.

### Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. In particolare, per i parchi esistenti alla data del 3 maggio 2011, l'incentivo è riconosciuto per i primi 15 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 188,29 BGN/MWh (circa 96,3 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 172,95 BGN/MWh (circa 88,4 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo. Per gli impianti entrati in esercizio successivamente a tale data ed entro giugno 2012, l'incentivo è riconosciuto per i primi 12 anni di esercizio ed il valore della tariffa è pari a 191 BGN/MWh (circa 97,7 €/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 173,1 BGN/MWh (circa 88,5 €/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo.

Nel mese di settembre 2012 è stato introdotto dalla locale Autorità regolatoria, per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010, un onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. L'esito del ricorso da parte degli Operatori e Associazioni di settore contro la relativa delibera, che definiva tale onere temporaneamente pari al 10% della feed-in tariff per i produttori da fonte eolica, è stato positivo. È stato tuttavia pubblicato il valore definitivo, basato su un'analisi dettagliata dei reali costi di gestione delle reti, che è applicabile a partire dal 13 marzo 2014 ed è stato ridotto a 2,5 BGN/MWh (circa 1,3 €/MWh). A fine 2013 il Parlamento bulgaro ha approvato, nell'ambito delle Finanziaria 2014, un emendamento alla legge di incentivazione delle fonti rinnovabili, in base al quale a partire da gennaio 2014 è stata imposta una fee pari al 20% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonte solare ed eolica. In data 31 luglio, la Corte Costituzionale bulgara, richiesta da parte del Presidente della Repubblica di una verifica di costituzionalità della norma, si è espressa verso l'incompatibilità della fee del 20%. La decisione della Suprema Corte che ha pertanto dichiarato la legge incostituzionale è stata pubblicata nella gazzetta n.65 del 6 agosto 2014 con entrata in vigore tre giorni dopo la pubblicazione. Il provvedimento non ha effetti retroattivi.

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

### 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. 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>2</sup>. La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione ed in particolare, per gli impianti eolici esistenti, è

<sup>1</sup> Gli indici considerati sono l'ICHTrevTS ("indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques") ed il FMOABE0000 ("indice de prix de production de l'industrie française pour l'ensemble de l'industrie").

<sup>2</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

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 portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2014 dal 15% previsto dalla precedente normativa all'11,1% (per il 2015 dal 16% previsto dalla precedente normativa all'11,9%). In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

La legge è attualmente in esame presso la Commissione Europea - DG Competition.

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.

Relativamente ai parchi detenuti da ERG Renew in Romania, si segnala che il parco di Gebeleisis (70 MW, 35 MW quota ERG) accede al regime di incentivazione che prevede il riconoscimento di 2 CV fino al 2017, di cui uno trattenuto sino al 31 marzo 2017, mentre il parco di Topolog (84 MW a regime, 42 MW quota ERG), entrato in esercizio commerciale nel 2014, è sottoposto al regime di "overcompensation" che prevede il riconoscimento di 1,5 CV fino al 2017, e successivamente di 0,75 CV per MWh prodotto.

Nell'ottobre 2014 la Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione europea ha approvato lo schema di esenzione per le industrie elettro-intensive dall'obbligo di legge di acquisire certificati verdi. Il Governo ha annunciato l'intenzione di far entrare in vigore il relativo decreto attuativo il 1 gennaio 2015; il mercato attende di conoscere i dettagli del testo, in particolar modo per quanto riguarda le modalità di distribuzione delle quote pertinenti agli esentati tra gli altri soggetti che rimangono obbligati

### Sintesi dei risultati a valori correnti adjusted del periodo

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

Risultati economici	Anno	
	2014	2013
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>349</b>	<b>339</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>267</b>	<b>245</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(137)	(126)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>131</b>	<b>119</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	38	97
Principali dati finanziari <sup>(2)</sup>		
<b>Capitale investito netto</b>	<b>1.701</b>	<b>1.838</b>
Patrimonio netto	636	589
Indebitamento finanziario netto totale	1.065	1.249
di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>	1.120	1.157
<b>Ebitda Margin % <sup>(4)</sup></b>	<b>76%</b>	<b>72%</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

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

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

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

Margine operativo lordo a valori correnti	Anno	
	2014	2013
Italia	233	219
Germania	12	11
Francia	8	8
Bulgaria (50%)	4	4
Romania (50%)	10	2
<b>Totale</b>	<b>267</b>	<b>245</b>

I ricavi consolidati registrati nel 2014 risultano superiori a quelli del 2013, grazie alle maggiori produzioni del periodo che hanno più che compensato l'effetto dei minori prezzi di vendita. Più nel dettaglio, le produzioni hanno registrato un incremento significativo all'estero, grazie al contributo per l'intero periodo dei parchi di Gebeleises in Romania (35 MW quota ERG) e di Hrabrovo in Bulgaria (7 MW quota ERG), acquisiti nel terzo trimestre del 2013 nonché del nuovo parco di Topolog (42 MW quota ERG) in Romania entrato in esercizio a fine 2013; in Italia le produzioni sono in lieve aumento grazie all'entrata in esercizio del parco di Palazzo San Gervasio (34 MW) nel dicembre 2013, che ha più che compensato la minore ventosità riscontrata in Sicilia e Sardegna.

Per quanto riguarda la diminuzione dei prezzi di vendita, per ERG Renew il prezzo di cessione dell'energia elettrica in Italia è risultato essere pari mediamente a 49,0 Euro/MWh, significativamente inferiore al valore di 58,8 Euro/MWh registrato nel 2013, ed inferiore al prezzo unico nazionale (52,1 Euro/MWh). Tale diminuzione è in linea con la generale diminuzione dei prezzi dell'energia, mentre la differenza rispetto al prezzo unico nazionale deriva dalla specifica ripartizione geografica degli impianti ERG, concentrati nel Sud Italia. La riduzione del prezzo di vendita dell'Energia Elettrica è stata parzialmente compensata dall'incremento del valore dei certificati verdi, pari a 97,4 Euro/MW, in aumento rispetto al valore di 89,3 Euro/MWh del 2013, alla luce del sistema di incentivazione che compensa, in parte, le variazioni di prezzo dell'energia elettrica. Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei certificati verdi, è stato pari a 146,4 Euro/MWh, in calo rispetto al valore di 148,1 Euro/MWh del 2013.

Il ricavo medio unitario dei parchi esteri nel 2014, è stato pari a circa 87,5 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 92,2 Euro/MWh registrato nell'esercizio precedente, a causa dell'ingresso dei nuovi parchi in Romania, con ricavi medi unitari inferiori.

Il margine operativo lordo a valori correnti *adjusted* registrato nel 2014 è pari a 267 milioni, in ulteriore crescita rispetto ai 245 milioni dell'esercizio precedente, principalmente grazie al contributo dei nuovi parchi, ai benefici derivanti dalla internalizzazione delle attività di Operation & Maintenance relative ai parchi ERG Wind (550 MW) ed ai minori costi legati anche al venir meno degli oneri di sbilanciamento.

L'EBITDA margin è risultato pari al 76%, in crescita rispetto al 72% del 2013. Tale indicatore di marginalità ha risentito positivamente degli effetti della recente sentenza del Consiglio di Stato sugli oneri di sbilanciamento, che ha comportato, oltre all'azzeramento di tali costi nel 2014, l'iscrizione di un provento sugli oneri 2013 di circa 5 milioni. Sono inoltre proseguite le efficaci azioni di contenimento dei costi, grazie alle efficienze derivanti dalle accresciute dimensioni aziendali, dall'internalizzazione delle attività di O&M sui parchi ERG Wind conseguente all'acquisizione di ERG Renew O&M, nonché a progetti specifici di revisione dei processi aziendali e dei budget di costo in ottica "zero based".

Tale indicatore di marginalità ha invece risentito negativamente delle variazioni di perimetro, con ricavi unitari inferiori a quelli italiani relativamente ai nuovi assets in Romania, e della diminuzione dei ricavi unitari in Italia.

Potenza installata (MW)	Anno	
	2014	2013
<b>- Italia</b>	<b>1.087</b>	<b>1.087</b>
di cui		
<i>Campania</i>	239	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>254</b>	<b>253</b>
di cui		
<i>Germania</i>	86	86
<i>Francia</i>	64	64
<i>Bulgaria (50%)</i>	27	27
<i>Romania (50%)</i>	77	76
<b>Potenza installata complessiva a fine periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>1.341</b>	<b>1.340</b>

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

La potenza in esercizio al 31 dicembre è pari a 1.341 MW, in linea con il dato al 31 dicembre 2013.

Rispetto alla potenza in esercizio nel corso degli anni 2014 e 2013, tuttavia, si ricorda che a fine 2013 la potenza è cresciuta di circa 76 MW grazie ai nuovi parchi realizzati a Palazzo San Gervasio in Basilicata (34 MW) e nella regione di Tulcea in Romania attraverso Lukerg Renew (84 MW, 42 MW quota ERG); la realizzazione di tali parchi si è di fatto ultimata a fine 2013, con le prime produzioni in fase di commissioning già nel mese di dicembre 2013, ed il conseguente pieno contributo ai risultati di ERG Renew solo nel 2014.

Si segnala inoltre che, rispetto al 2013, il 2014 ha beneficiato, oltre ai sopraccitati parchi, del contributo per l'intero periodo dei parchi di Gebeleises in Romania (35 MW quota ERG) e di Hrabovo in Bulgaria (7 MW quota ERG), acquisiti nel terzo trimestre del 2013.

Produzioni (GWh)	Anno	
	2014	2013
<b>- Italia</b>	<b>2.051</b>	<b>2.010</b>
di cui		
<i>Campania</i>	453	437
<i>Calabria</i>	249	246
<i>Puglia</i>	502	497
<i>Molise</i>	163	164
<i>Basilicata</i>	173	103
<i>Sicilia</i>	313	336
<i>Sardegna</i>	198	220
<i>Altre</i>	0	7
<b>- Estero</b>	<b>529</b>	<b>393</b>
di cui		
<i>Germania</i>	144	155
<i>Francia</i>	122	127
<i>Bulgaria (50%)</i>	67	57
<i>Romania (50%)</i>	196	54
<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>2.580</b>	<b>2.403</b>

Nel 2014 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 2.580 GWh, in crescita rispetto al 2013 (2.403 GWh), con una produzione in lieve aumento in Italia (da 2.010 GWh a 2.051 GWh) ed in crescita all'estero (da 393 GWh a 529 GWh).

Si segnala che tali valori di produzione in Italia sono stati influenzati, positivamente, dalla maggiore capacità installata per 34 MW (in Basilicata) e, negativamente, da condizioni anemologiche molto al di sotto della media storica, e leggermente inferiori al dato già debole del 2013. Si ricorda che a livello nazionale le produzioni complessive da fonte eolica sono risultate sostanzialmente in linea con i valori registrati nel 2013, ma a fronte di una capacità installata in leggera crescita.

Per quel che riguarda l'estero, la crescita deriva principalmente dall'apporto del nuovo parco nella regione di Tulcea in Romania oltre che dei parchi eolici di Gebeleisis in Romania e di Hrabrovo in Bulgaria che nel 2013 avevano contribuito alla produzione rispettivamente solo dal 28 giugno e dal 5 settembre 2013.

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	
	2014	2013
<b>- Italia</b>	<b>22%</b>	<b>22%</b>
di cui		
<i>Campania</i>	22%	21%
<i>Calabria</i>	24%	23%
<i>Puglia</i>	23%	23%
<i>Molise</i>	23%	24%
<i>Basilicata</i>	22%	21%
<i>Sicilia</i>	18%	19%
<i>Sardegna</i>	20%	23%
<i>Altre</i>	<i>n.a.</i>	13%
<b>- Germania</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>
<b>- Francia</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>
<b>- Bulgaria (50%)</b>	<b>28%</b>	<b>29%</b>
<b>- Romania (50%)</b>	<b>29%</b>	<b>31%</b>
<b>Load factor <sup>(1)</sup></b>	<b>22%</b>	<b>22%</b>

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

Il load factor complessivo del 2014, pari al 22%, è risultato complessivamente in linea con i dati del 2013.

#### LUKERG Renew

ERG Renew è presente in Bulgaria e Romania tramite LUKERG Renew, joint venture tra ERG Renew e LUKOIL-Ecoenergo nata nel 2011 per operare in modo congiunto nel mercato delle rinnovabili in Romania, in Bulgaria, in Ucraina e in Russia.

- Al termine del **primo semestre 2012** LUKERG Bulgaria GmbH, controllata dalla joint venture LUKERG Renew GmbH, ha acquisito due parchi eolici (Kavarna e Longman) già operativi in Bulgaria, nella regione di Dobrich, per una capacità complessiva installata pari a circa 40 MW.
- A **fine 2012**, LUKERG Renew ha acquisito il 100% di Land Power SRL, società di diritto rumeno, titolare dei terreni e delle autorizzazioni per un parco eolico da 84 MW a Topolog, nella regione di Tulcea (Romania), la cui costruzione è iniziata ad aprile 2013 ed è stata completata a gennaio 2014.
- A **giugno 2013** LUKERG Renew ha firmato con Vestas due accordi per l'acquisizione del 100% di due parchi eolici già operativi (capacità installata complessiva di 84 MW): Gebeleisis in Romania e Hrabrovo in Bulgaria.

Il parco eolico di Gebeleisis si trova nella regione di Galati (Romania), pienamente operativo da febbraio 2013, ha una capacità installata complessiva di 70 MW (35 WTG Vestas V90-2 MW). Il closing dell'acquisizione è stato perfezionato il 28 giugno 2013. Il parco eolico di Hrabrovo si trova nella regione di Dobrich (Bulgaria), pienamente operativo da marzo 2012, ha una capacità installata complessiva di 14 MW (7 WTG Vestas V90-2 MW). Il closing dell'acquisizione è stato perfezionato il 5 settembre 2013 tramite la controllata LUKERG Bulgaria.

Il parco eolico di Topolog si trova nella regione di Tulcea (Romania), pienamente operativo da dicembre 2013, ha una capacità installata complessiva di 84 MW (42 WTG Vestas V90-2 MW).

Con tali acquisizioni e con la messa in esercizio di Topolog, LUKERG Renew ha così raggiunto una potenza installata di oltre 200 MW, diventando uno dei principali player in entrambi i mercati in cui opera.

Nel corso del 2014, inoltre, sono stati firmati per i parchi eolici Romeni di Gebeleisis e Topolog, due Project Finance di importi rispettivamente pari a 67 milioni di euro e 57 milioni di euro.

Tutti i parchi beneficiano quindi di finanziamenti di tipo Project Financing non-recourse che sono prova dell'elevata qualità degli impianti riconosciuta dal sistema creditizio, in contesti normativi complessi.



I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% del bilancio consolidato della joint venture.

	Anno	
	2014	2013
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>28</b>	<b>13</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(16)	(7)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>12</b>	<b>6</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	104
Potenza installata:		
Bulgaria	54	54
Romania	154	152

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

Il margine operativo lordo del 2014 è stato pari a circa 28 milioni, in aumento rispetto a quello registrato nel 2013 (13 milioni) principalmente a causa delle maggiori produzioni derivanti dalla maggiore capacità installata, solo in parte compensata da un minore prezzo dell'energia.

Gli investimenti del 2014 si riferiscono principalmente alle ultime attività legate alla fase di messa in esercizio e test del parco di Topolog, completate nel primo semestre del 2014.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di LUKERG Renew al 31 dicembre 2014 risulta pari a 277 milioni, in aumento rispetto ai 270 milioni al 31 dicembre 2013. La quota a medio lungo termine ammonta a 270 milioni di cui circa 154 relativi a project finance e 136 a finanziamenti verso i soci.

## POWER

### Mercato di riferimento

Mercato elettrico Italia (GWh) <sup>(1)</sup>	Anno	
	2014	2013
Domanda	309.006	318.475
Consumo pompaggi	2.254	2.495
Import/Export	43.703	42.138
Produzione interna <sup>(2)</sup>	267.557	278.832
di cui		
Termoelettrica	165.684	183.404
Rinnovabile	101.873	95.428

### Prezzi di cessione (Euro/MWh)

PUN <sup>(3)</sup>	52,1	63,0
--------------------	------	------

<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.

La richiesta di energia elettrica<sup>1</sup> del sistema elettrico nazionale nel 2014 è stata pari a 309,0 TWh, in calo (-3,0%) rispetto ai valori registrati nel 2013. Per quanto riguarda la Sicilia la contrazione della domanda rispetto al 2013 è stata pari al 3,4%, passando da 20,5 TWh a 19,8 TWh.

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 267,6 TWh, in calo del 4,0% rispetto all'anno precedente, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni per 43,7 TWh, crescita del 3,7% rispetto al 2013. La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 62% da centrali termoelettriche e per il restante 38% da fonti rinnovabili; rispetto all'esercizio precedente si evidenzia un forte calo delle produzioni da fonte termoelettrica (-10%) compensato dal maggior contributo delle fonti rinnovabili (+7%), in particolare fotovoltaico (+10%) e idroelettrico (+7%), mentre è risultata in leggero aumento (+1%) la produzione da fonte eolica.

Il valore medio del PUN nel 2014 si è attestato a 52,1 Euro/MWh, in discesa del 17% rispetto al valore rilevato nel 2013 (63,0 Euro/MWh). La flessione riflette da un lato la riduzione del prezzo del gas per usi termoelettrici, e dall'altro l'ulteriore calo della domanda accompagnato dal crescente contributo delle fonti rinnovabili.

L'articolo 23, comma 3bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 introduce nuove regole per gli impianti di generazione di tipo programmabile situati in Sicilia. In particolare viene stabilito che dal 1° gennaio 2015 sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare: (i) le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sul mercato del giorno prima; (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 n. 91/2014.

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

<sup>1</sup> Includere le perdite rete e al netto dell'energia elettrica destinata ai pompaggi.

Infine, con la Deliberazione 667/2014/R/EEL, l'AEEGSI ha approvato i parametri per il calcolo del Costo Variabile Riconosciuto delle Unità Essenziali ex DL 91/2014.

La disciplina delle Unità Essenziali ex DL 91/2014 non ha determinato nessun impatto sull'anno 2014 in quanto verrà applicata nel periodo di tempo intercorrente fra il 1° gennaio 2015 e la data di entrata in operatività dell'elettrodotto Sorgente-Rizziconi, attualmente prevista entro il 30 giugno 2015. Tale termine finale dovrà però essere confermato nel corso del primo semestre 2015 alla luce del completamento delle opere accessorie alla funzionalità del cavo ed alla effettiva entrata in funzione dello stesso.

Per quanto riguarda ERG Power si stima un impatto significativo sui mercati dell'energia in virtù del vincolo di offerta da parte delle Unità Produttive a prezzi non superiori al proprio Costo Variabile Riconosciuto: in particolare è previsto che il differenziale di prezzo fra la zona Sicilia ed il PUN subisca nel 2015 una forte contrazione rispetto al livello del 2014.

L'impatto sarà significativo anche sul mercato dei servizi di dispacciamento, per i quali la normativa impone il vincolo di offerta dell'intera potenza ad un prezzo pari al Costo Variabile Riconosciuto.

Gli impatti sui ricavi da mercati dovrebbero tuttavia essere compensati dalla componente amministrata riconosciuta alle Unità Essenziali a copertura dei costi fissi operativi e di investimento, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito nell'ambito del cosiddetto reintegro dei costi di generazione.

La liquidazione di tale corrispettivo è prevista solo a consuntivo, sulla base dei documenti contabili ufficiali, con un conseguente effetto negativo sul capitale circolante.

### Sintesi dei principali risultati del periodo

Si ricorda, come già precedentemente commentato, che i risultati di seguito esposti riflettono il contributo dell'impianto IGCC fino al 30 giugno 2014.

	Anno	
	2014	2013
(milioni di euro)		
Ricavi da terzi	930	1.424
Ricavi infrasettori	234	218
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>1.164</b>	<b>1.642</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>204</b>	<b>358</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(54)	(80)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>150</b>	<b>278</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	14	26

<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

La ripartizione del margine operativo lordo a valori correnti tra le diverse attività del business Power è la seguente:

	Anno	
	2014	2013
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>		
ISAB Energy / ISAB Energy Services	104	254
Impianti ERG Power Generation / ERG Power	100	104
<b>Totale</b>	<b>204</b>	<b>358</b>

## Vendita di energia elettrica <sup>(1)</sup>

Vendite (GWh)	Anno	
	2014	2013
<b>Totale Vendite</b>	<b>6.774</b>	<b>8.229</b>
ISAB Energy	2.042	4.142
ERG Power Generation	4.732	4.087
<b>Produzioni (GWh)</b>		
<b>Totale Produzioni</b>	<b>4.665</b>	<b>6.805</b>
di cui ISAB Energy S.r.l.	2.042	4.142
di cui ERG Power S.r.l.	2.623	2.663
<b>Prezzi di cessione (Euro/MWh)</b>		
CIP 6	100,9	118,7
Prezzo EE Sicilia	80,9	92,0

<sup>(1)</sup> per la business unit Power le vendite di energia elettrica differiscono dalle produzioni in quanto includono anche l'energia comprata e rivenduta sui mercati wholesale e sui mercati a termine; sono invece escluse nei dati sopra indicati le vendite dell'energia eolica acquistata dalle controllate del settore rinnovabili

## ERG business unit Power ed ERG Power

Nel corso del 2014 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è risultata pari a 2.623 GWh, in leggera diminuzione rispetto all'esercizio precedente (2.663 GWh). Tale riduzione è stata causata principalmente nei primi sei mesi da un contesto di maggiore volatilità che ha determinato una modulazione più spinta dell'impianto oltreché dalla messa a riserva fredda, avvenuta nel corso del 2013, di una sezione d'impianto poco flessibile (unità SA1N3) che produceva vapore ed energia elettrica.

Circa il 20% della produzione di energia elettrica di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno dei clienti del sito industriale di Priolo, mentre la fornitura netta<sup>1</sup> di vapore ai medesimi clienti è stata pari a circa 838 migliaia di tonnellate, in forte riduzione rispetto alle 1.577 migliaia di tonnellate nel 2013, principalmente a causa della minor prelievo da parte di Versalis conseguente ad un diverso assetto dei propri impianti.

Il margine operativo lordo del 2014 è risultato pari a 100 milioni, in linea con quello registrato nel 2013.

I risultati molto soddisfacenti, seppure in un contesto di scenario di mercato Italia in deciso peggioramento per gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas, riflettono da una lato valori dei prezzi dell'energia in Sicilia ancora favorevoli, e soprattutto l'efficacia della gestione dell'energia con un importante ricorso al mercato dei servizi del dispacciamento e l'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo e la vendita di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo mediante accordi di lungo periodo. Per tutto il corso del 2014 l'impianto ha beneficiato dell'elevata affidabilità ed efficienza produttiva, perseguite attraverso interventi mirati di investimento.

## ISAB Energy

Si ricorda che, come più dettagliatamente descritto nelle premesse, nel mese di giugno 2014, ERG ha finalizzato l'acquisto della quota del 49% di GDF SUEZ in ISAB Energy, la risoluzione anticipata della convenzione CIP6/92 e la cessione dell'impianto di ISAB Energy ad ISAB, avvenuto in data 30 giugno 2014. Di conseguenza i risultati dell'impianto hanno contribuito ai risultati del Gruppo solo per i primi sei mesi, mentre nel secondo semestre si sono registrati risultati imputabili solo all'aggiornamento dei prezzi di cessione ed all'attività di Operation & Maintenance rimasta in capo a ISAB Energy Services relativa all'impianto CCGT ed altri impianti minori di sito.

Nel 2014 la produzione di energia elettrica è dunque relativa al solo primo semestre (2.042 GWh), con un conseguente netto calo (-51%) rispetto alla produzione di 4.142 GWh dell'intero anno 2013.

<sup>(1)</sup> si intende la cessione di vapore al sito industriale di Priolo Gargallo escluse le perdite di rete, al netto dei ritiri di vapore dai medesimi clienti

Il margine operativo lordo a valori correnti è risultato pari a 104 milioni, in forte contrazione rispetto all'esercizio precedente (254 milioni) principalmente per la citata cessione delle attività di produzione a partire dal 1° luglio 2014, oltre che per la riduzione del prezzo di vendita dell'energia elettrica.

Il valore del CEC a conguaglio per il 2014, pubblicato dall'AEEGSI in data 30 gennaio 2015, è infatti pari a 68,7 Euro/MWh<sup>1</sup>, in forte contrazione rispetto al valore di 86,9 Euro/MWh del 2013; il valore complessivo del prezzo di cessione dell'energia elettrica CIP 6 (inclusivo del CEC e delle altre componenti tariffarie) è pari a 100,9 Euro/MWh, in sensibile diminuzione rispetto ai 118,7 Euro/MWh registrati nel 2013.

---

<sup>1</sup> valore pubblicato sul sito dell'AEEGSI in data 30 gennaio 2015

## DOWNSTREAM INTEGRATO

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

(migliaia di tonnellate)	Anno	
	2014	2013
<b>Mercato Rete Italia</b>		
Benzina	7.663	7.924
Gasoli	14.619	14.644
<b>Mercato Extra Rete Italia</b>		
Gasoli	11.853	11.214
Gasolio da riscaldamento	1.098	1.385
<b>Mercato Specialties</b>		
Gpl Combustione	1.499	1.745
Gpl Autotrazione	1.570	1.537
Bitumi	1.411	1.446
Lubrificanti	383	395

<sup>(1)</sup> dati stimati

**Mercato Rete Italia:** nel 2014 si evidenzia un ulteriore calo nei consumi di carburante nel canale Rete. La domanda complessiva di prodotti registra una contrazione dell'1,3% rispetto all'anno precedente, a seguito della diminuzione della domanda di benzine (-3,3%) ed in misura minore della domanda di gasoli (-0,2%).

L'andamento della domanda non sembra mostrare ancora segnali di ripresa, proseguendo anzi il trend di contrazione dei consumi in atto negli ultimi anni. Il quadro macroeconomico ancora debole condiziona e modifica le abitudini di consumo degli automobilisti penalizzando la domanda finale di carburanti per autotrazione. Il dato del 2014 si innesta su variazioni tendenziali già particolarmente negative, come quella dell'intero anno 2013 che aveva registrato un calo del 4,7% e quella del 2012 che aveva registrato una diminuzione del 9,5% rispetto al 2011.

**Mercato Extra Rete Italia:** nel 2014 la domanda Extra Rete di gasoli (auto, marina e agricolo) registra un aumento pari al 5,7% rispetto al 2013; l'aumento è attribuibile alla domanda di gasolio autotrazione che registra un incremento del 7,5% e in misura minore del gasolio marina (+0,7%), mentre risulta in calo la domanda di gasolio agricolo (-2,4%). Per quanto riguarda il gasolio da riscaldamento infine, la domanda ha registrato una contrazione molto forte, pari al 20,7%, dovuta principalmente all'inverno particolarmente mite.

**Mercato Specialties:** nel 2014 le vendite complessive di GPL registrano un calo del 6,5% rispetto al 2013. Il dato particolarmente negativo è da attribuire alla minore domanda nel canale combustione che, impattato dalle temperature più elevate rispetto alle medie della stagione nel periodo invernale, registra un calo pari al 14,1% rispetto al 2013. Si conferma invece la tendenza positiva del canale autotrazione che segna un +2,1%.

Per quanto riguarda i Bitumi il 2014 mostra una domanda in lieve diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2013 (-2,4%). Infine si osserva una variazione negativa sulle vendite di lubrificanti (-3,0%), condizionate principalmente dalla diminuzione del canale industria (-12,2%) che più che compensa il lieve incremento che si registra nel canale auto (+0,5%).

### Sintesi dei principali risultati del Downstream integrato a valori correnti adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del settore Downstream Integrato i risultati del business sono esposti a valori correnti adjusted che tengono conto anche della quota di spettanza ERG (51%) dei risultati consolidati della joint venture TotalErg.

Si segnala che i valori sottostanti, oltre alla quota di TotalErg, includono anche le attività in Sicilia facenti capo ad ERG Oil Sicilia, i risultati della società ERG Supply & Trading e, per i soli dati 2013, includono anche i risultati derivanti dall'attività di Raffinazione Costiera; si ricorda che tale attività è cessata a seguito della definitiva uscita dal business, conseguente alla cessione del rimanente 20% della raffineria ISAB, avvenuta a fine 2013.

(milioni di Euro)	Anno	
	2014	2013
<b>Ricavi gestione caratteristica</b> <sup>(1)</sup>	<b>3.098</b>	<b>9.002</b>
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b> <sup>(2) (3)</sup>	<b>44</b>	<b>(5)</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(3)</sup>	(48)	(83)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b> <sup>(2) (3)</sup>	<b>(5)</b>	<b>(87)</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	34	41

(1) Nel 2014 non includono i ricavi delle attività di Supply & Trading (3.829 milioni), esposti a riduzione dei costi per acquisti.

(2) gli utili (perdite) su magazzino sono pari a -69 nel 2014 (-14 nel 2013)

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

La ripartizione del margine operativo lordo a valori correnti adjusted e degli investimenti tra le diverse attività del business Downstream Integrato è la seguente:

	Anno	
	2014	2013
<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted</b>		
(milioni di Euro)		
TotalERG (51%)	47	39
ERG Oil Sicilia	5	6
ERG Supply & Trading	(8)	0
Raffinazione costiera	0	(50)
<b>Totale</b>	<b>44</b>	<b>(5)</b>
<b>Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali adjusted</b>		
(milioni di Euro)		
TotalERG (51%)	34	39
ERG Oil Sicilia	0	2
ERG Supply & Trading	0	0
Raffinazione costiera	0	0
<b>Totale</b>	<b>34</b>	<b>41</b>

Il margine operativo lordo a valori correnti del 2014 è stato pari a 44 milioni, in miglioramento rispetto alla perdita di 5 milioni registrata nel 2013, che risultava ancora penalizzata dai risultati della Raffinazione costiera.

I risultati di TotalERG, pur continuando ad essere influenzati da margini di raffinazione molto negativi oltre che da un mercato dei carburanti ancora in contrazione ed inferiore al 2013 sia in termini di domanda che di margini di mercato, registrano risultati superiori all'esercizio precedente, anche grazie alle azioni di efficienza e contenimento costi poste in essere dalla società.

In presenza di un contesto di mercato difficile, i risultati di ERG Oil Sicilia, società la cui partecipazione è stata ceduta alla fine del 2014 come sopra commentato, sono in lieve diminuzione rispetto a quelli dello scorso esercizio.

Infine i risultati di ERG Supply & Trading, in territorio leggermente positivo nei primi nove mesi, hanno dato complessivamente un contributo negativo ai risultati dell'esercizio con un brusco peggioramento negli ultimi mesi dell'anno in un contesto di forte volatilità e contrazione dei prezzi delle commodities.

### ERG Oil Sicilia

Le attività del downstream in Sicilia sono svolte tramite ERG Oil Sicilia (EOS), società divenuta operativa il 1° aprile 2010 nell'ambito dell'esecuzione degli accordi per la costituzione di TotalErg, e nella quale sono confluiti tutti gli asset di ERG Petroli presenti nella Regione. La società è stata ceduta in data 29 dicembre 2014.

I risultati del 2014 sono in leggera diminuzione rispetto al 2013, alla luce di un livello di domanda in ulteriore contrazione rispetto all'esercizio precedente 2013.

Le vendite complessive di EOS sono state pari a 138 migliaia di tonnellate nel 2014, in diminuzione rispetto alle 220 registrate rispettivamente nel 2013. Il calo è imputabile sia al diverso perimetro di attività



svolto dalla società, che nel 2013 includeva ancora vendite residuali nel canale extrarete, sia al mancato rinnovo di due contratti di convenzionamento di punti vendita a bassa marginalità, oltre alla generale contrazione della domanda di mercato.

### ERG Supply & Trading

In data 1° gennaio 2014, in seguito alla cessione dell'ultimo 20% della raffineria ISAB ed alla cessazione dell'attività di Raffinazione costiera, è stato conferito alla società di nuova costituzione ERG Supply & Trading un ramo d'azienda da ERG S.p.A. costituito principalmente dal personale e dalle attività relative alla compravendita di greggi e prodotti.

Tale attività si svolge principalmente attraverso l'acquisto e la vendita, sia attraverso contratti spot, che attraverso contratti di natura "term", di greggi e prodotti petroliferi sia con raffinatori ed operatori del downstream integrato, che con società di trading operanti nel settore petrolifero. Tale attività ha l'obiettivo di cogliere opportunità di profitto sul mercato di tali commodities tramite arbitraggi fra diversi mercati geografici. La copertura dei rischi avviene anche attraverso la sottoscrizione di strumenti derivati, negoziati e gestiti attraverso mercati regolamentati, nell'ambito di restrittive policy di gestione del rischio.

I risultati del 2014, negativi per circa 8 milioni a livello di margine operativo lordo, hanno risentito di un contesto di mercato che ha differenziali di prezzo sfavorevoli tra i prodotti nelle varie aree geografiche, in particolare durante l'ultima parte dell'anno a seguito anche del repentino mutamento degli elementi di scenario petrolifero e dell'andamento del cambio fra Euro e Dollaro.

In considerazione dei risultati negativi consuntivati nel 2014 e tenuto conto dell'evoluzione degli indirizzi strategici del Gruppo si è deciso di non proseguire le relative attività di business.

### 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.

(milioni di Euro)	Anno	
	2014	2013
<b>Margine operativo lordo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>93</b>	<b>76</b>
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(2)</sup>	(87)	(109)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti <sup>(1)</sup></b>	<b>6</b>	<b>(33)</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	66	76

<sup>(1)</sup> I dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a -135 nel 2014 (-11 nel 2013)

<sup>(2)</sup> non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" al quale si rimanda per maggiori dettagli.

Il margine operativo lordo del 2014 è pari a circa 93 milioni, in forte miglioramento rispetto a quello dell'analogo periodo dello scorso anno.

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati, pur in presenza di una domanda in ulteriore contrazione e margini di mercato in calo, sono risultati superiori all'anno precedente, grazie alle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società ed al processo di ristrutturazione della rete carburanti, che ha visto una riduzione dei punti vendita ed una focalizzazione sugli impianti di proprietà a maggior redditività ed erogato medio.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, il recupero dei margini di raffinazione del secondo semestre ha solo in parte compensato gli impatti negativi della fermata programmata di 45 giorni avvenuta nel bimestre ottobre-novembre, con risultati complessivi inferiori a quelli registrati nel 2013, nonostante le azioni di efficienza poste in essere nel periodo, in particolare nell'utilizzo del polo logistico di Roma

Si segnala infine che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 31 dicembre 2014 risulta pari a 252 milioni, in diminuzione rispetto ai 287 milioni al 31 dicembre 2013, a seguito di fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante.

### Canale Rete

Nel 2014 le vendite di carburanti della Rete TotalErg sono state pari a circa 2.382 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 2.551 migliaia registrate nel 2013. La quota di mercato nel periodo è pari al 10,6%,

in calo rispetto a quella del 2013 (11,3%) a causa della forte pressione competitiva in particolare da parte del cosiddette "pompe bianche".

Come già evidenziato, le vendite Rete hanno fortemente risentito dell'andamento complessivo della domanda nazionale, condizionata principalmente dal perdurare della crisi economica.

In tale contesto di debolezza di mercato ed in presenza di aggressive politiche di sconto lanciate dai principali operatori e dalle piccole compagnie indipendenti cosiddette "Pompe Bianche", la strategia TotalErg volta a privilegiare i risultati economici evitando vendite con marginalità non sostenibili, ha determinato una contrazione della quota di mercato.

Si ricorda infine che, con l'obiettivo di migliorare la sostenibilità del Business nel medio/lungo termine, la Società ha iniziato nel corso del 2012 un importante piano di riqualificazione della propria rete volto a renderla più competitiva in termini di erogato medio ed efficienza operativa.

Al 31 dicembre 2014 la Rete TotalErg in Italia è costituita da 2.701 impianti (di cui 1.676 sociali e 1.025 convenzionati), rispetto ai 3.017 al 31 dicembre 2013. Si segnala che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti.

### **Extra Rete**

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

Nel corso del 2014 le vendite dirette di gasoli sono state pari a 1.111 migliaia di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto alle 1.149 registrate nel 2013. Sono invece risultate in forte calo le vendite di olio combustibile.

Il settore, oltre alle vendite effettuate direttamente da TotalErg, ha beneficiato dei risultati delle società controllate:

- Restiani S.p.A, società controllata al 60%, che opera nei settori della commercializzazione dei prodotti petroliferi e nei servizi di gestione calore rivolti ad utenti privati in particolare nell'area del Nord-Ovest.
- Eridis S.r.l., controllata al 100%, che opera nei settori della commercializzazione dei prodotti petroliferi nell'area del Nord-Ovest e del Centro-Sud.

### **Specialties**

TotalErg opera nel settore delle Specialties attraverso la vendita di lubrificanti (di cui acquista le basi che poi miscela con additivi nell'impianto di proprietà di Savona e presso impianti di terzi), di bitumi sia normali che modificati (prodotti dagli impianti di proprietà), e di GPL effettuata sia direttamente che tramite la società TotalGaz controllata al 100%.

Nell'esercizio 2014 le vendite di lubrificanti sono state pari a 51,2 migliaia di tonnellate (45,9 migliaia di tonnellate nel 2013), di cui 26,1 nel canale autotrazione, 14,5 nell'industria e 4,5 nel mercato marina/estero, con una quota di mercato complessiva pari al 10,5%.

Le vendite di GPL sono state pari a 202,7 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 227,3 migliaia di tonnellate del 2013; la contrazione si è concentrata principalmente sul canale business to business e sulle vendite dirette ai consumatori finali per il riscaldamento domestico. Tale diminuzione è coerente con il forte decremento della domanda di settore imputabile principalmente all'inverno particolarmente mite.

Le vendite di bitumi, infine, sono state pari a 102,8 migliaia di tonnellate, in calo rispetto alle 127,8 migliaia di tonnellate del 2013.

### **Raffinazione**

A valle della chiusura della Raffineria di Roma, avvenuta nel settembre del 2012, l'esposizione di TotalErg nel business della raffinazione si è ridotta in misura significativa, passando da una capacità annua di distillazione bilanciata di circa 6,0 milioni di tonnellate, ad una capacità di circa 1,6 milioni di tonnellate riconducibile unicamente alla quota detenuta nella Raffineria Sarpom.

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

Per quanto concerne la riconversione della Raffineria di Roma, sono state completate, nel pieno rispetto dei tempi programmati, le attività previste per la trasformazione della raffineria in polo logistico, in

particolare quelle di adeguamento del parco serbatoi e dei terminali marittimi. Il raggiungimento della configurazione target sta consentendo di ottimizzare le operazioni di ricezione di prodotti via mare nonché lo stoccaggio e le spedizioni dei prodotti finiti. Inoltre, la flessibilità del polo logistico così dimensionato consentirà di cogliere opportunità di business che dovessero presentarsi in futuro.

### Margini e lavorazioni

	Anno	
	2014	2013
<b>Margini unitari di contribuzione a valori correnti<sup>(1)</sup></b>		
\$/barile	0,56	1,87
Euro/barile	0,42	1,41
Euro/tonnellata <sup>(2)</sup>	3,2	10,5
<b>Volumi lavorati (Ktons)<sup>(3)</sup></b>	<b>1.275</b>	<b>1.385</b>

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

<sup>(2)</sup> fattore di conversione barile/tonnellata pari a 7,486 nel 2014 (7,451 nel 2013).

<sup>(3)</sup> Volumi lavorati presso la Raffineria Sarpom (Trecate)

Le lavorazioni effettuate nel 2014 ammontano a 1.275 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto alle 1.385 migliaia lavorate nello stesso periodo dell'anno precedente a causa della fermata programmata, di circa 45 giorni, effettuata nel periodo ottobre-novembre.

I margini unitari di contribuzione del 2014 sono risultati inferiori a quelli già molto depressi registrati nello scorso esercizio, anche a seguito della fermata programmata degli impianti che si è svolta nel corso del quarto trimestre e che non ha consentito di cogliere pienamente il recupero dei margini avvenuto nella seconda parte dell'anno, in concomitanza di uno scenario favorevole legato anche al forte calo delle quotazioni del greggio.

## Investimenti

Nel 2014 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 89 milioni (165 milioni nel 2013) di cui 77 milioni relativi ad immobilizzi materiali (156 milioni nel 2013) e 12 milioni ad immobilizzi immateriali (9 milioni nel 2013).

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

(milioni di Euro)	Anno	
	2014	2013
Rinnovabili <sup>(1)</sup>	38	97
Power	14	26
Downstream integrato <sup>(2)</sup>	34	41
Corporate	3	2
<b>Totale</b>	<b>89</b>	<b>165</b>

<sup>(1)</sup> gli investimenti adjusted delle Rinnovabili includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew.

<sup>(2)</sup> gli investimenti adjusted del Downstream Integrato includono la quota ERG degli investimenti effettuati da TotalErg

## Rinnovabili

Per quanto riguarda le attività di costruzione di nuovi parchi, sia per il parco eolico di Palazzo San Gervasio (PZ) in Basilicata, con una potenza installata di 34 MW, sia per il parco eolico di Topolog in Romania (84 MW di potenza installata, 42 MW quota ERG) i lavori si sono di fatto conclusi a fine 2013, mentre ad inizio 2014 si sono completate le attività di testing ed entrambi i parchi sono ora pienamente operativi. Gli investimenti del 2014 si riferiscono principalmente all'attività di realizzazione del nuovo parco eolico in Polonia (della potenza installata di 42 MW), di cui è prevista l'entrata in esercizio a metà 2015, nonché alle ultime attività di commissioning per Palazzo San Gervasio ed all'installazione di un'ultima turbina per il parco di Topolog (che ha portato la potenza complessiva del parco ad 84 MW). Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Power

Nel 2014 in ERG Power sono proseguite iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti.

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

Si ricorda che gli investimenti del 2014 includono le analoghe iniziative svolte in ISAB Energy per complessivi 1,4 milioni relativi al periodo fino al 30 giugno 2014 (data di cessione dell'impianto).

## Downstream Integrato

Per quanto riguarda il Downstream Integrato nel corso del 2014 sono stati effettuati investimenti per circa 34 milioni, relativi quasi interamente al 51% di TotalErg, in riduzione rispetto al 2013.

La maggior parte di tali investimenti (circa il 64%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc), e le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## PROSPETTI CONTABILI

### Area di consolidamento integrale ed aree di business

Nella tabella sottostante è riportata l'area di consolidamento al 31 dicembre 2014. Rispetto al 31 dicembre 2013 si segnala il consolidamento integrale delle società ERG Supply & Trading S.p.A. ed ERG Services S.p.A. a seguito della piena operatività delle stesse, l'acquisizione della società EW Ornetà 2 SP.ZO.O. nel terzo trimestre 2014 e la cessione di ERG Oil Sicilia S.r.l. nel quarto trimestre 2014.



(1) Società valutate col metodo del patrimonio netto

(2) In data 8 maggio 2014 ERG Nuove Centrali S.p.A. ha modificato la denominazione sociale in ERG Power Generation S.p.A. ed in data 1° luglio ha accolto il ramo d'azienda relativo al business Power conferito da ERG S.p.A.

## Risultati economici, patrimoniali e finanziari

### Conto economico

Conto Economico riclassificato	Anno	
	2014	2013
(milioni di Euro)		
Ricavi della gestione caratteristica	1.369,4	7.051,8
Altri ricavi e proventi	629,2	23,9
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>1.998,7</b>	<b>7.075,7</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(729,5)	(6.099,0)
Costi per servizi e altri costi operativi	(722,2)	(596,8)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>547,0</b>	<b>379,8</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(187,6)	(210,1)
Proventi (oneri) finanziari netti	(66,0)	(72,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(65,0)	97,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>228,4</b>	<b>194,0</b>
Imposte sul reddito	(155,7)	(108,8)
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>72,7</b>	<b>85,2</b>
Risultato di azionisti terzi	(24,9)	(56,8)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>47,8</b>	<b>28,4</b>

### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del 2014 sono pari a 1.369 milioni rispetto ai 7.052 milioni del 2013. Il decremento è dovuto principalmente all'uscita dal settore della Raffinazione Costiera e alla cessione dell'impianto di ISAB Energy S.r.l.. Il confronto risente inoltre della classificazione dei ricavi di ERG Supply & Trading S.p.A. del 2014 (3.829 milioni) a riduzione dei costi per acquisti. La variazione riflette i seguenti fattori:

- i ricavi dell'**Energia – Rinnovabili** risultano in linea con quelli del 2013, grazie alle maggiori produzioni del periodo che hanno più che compensato l'effetto dei minori prezzi di vendita;
- il decremento dei ricavi dell'**Energia - Termoelettrico** principalmente a causa della cessione dell'impianto di ISAB Energy;
- il significativo decremento dei ricavi del **Downstream Integrato** legato principalmente all'uscita dal settore della raffinazione Costiera;

### Altri ricavi e proventi

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

Il significativo incremento del 2014 rispetto al 2013 è dovuto principalmente ai ricavi derivanti dalla risoluzione anticipata della convenzione CIP6 di ISAB Energy S.r.l..

### Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

Nel 2014 i costi per acquisti risultano significativamente inferiori rispetto al rispettivo periodo del 2013, principalmente per il diverso perimetro di attività che non include più la Raffinazione costiera e per la diversa classificazione dei ricavi di ERG Supply & Trading sopra indicata.

Nel 2014 le rimanenze risultano in diminuzione per 15 milioni (+3 migliaia di tonnellate) e sono principalmente riconducibili a prodotti afferenti il business Supply & Trading. Nel 2013 si era registrato un decremento di circa 103 milioni delle materie prime e una diminuzione di circa 8 milioni per i prodotti finiti legati principalmente alla Raffinazione Costiera.

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

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente al costo del lavoro, agli affitti passivi, agli

accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

L'incremento del 2014 rispetto al corrispondente periodo del 2013 è principalmente legato alla minusvalenza derivante dalla cessione del ramo d'azienda di ISAB Energy S.r.l. ad ISAB S.r.l..

Al netto della suddetta minusvalenza i costi risultano in diminuzione, principalmente per l'uscita dal settore Raffinazione e dei correlati compensi di lavorazione.

### **Ammortamenti e svalutazioni**

Il decremento degli ammortamenti è principalmente legato alla cessione dell'impianto di ISAB Energy avvenuto il 30 giugno 2014.

La variazione della voce non tiene conto invece degli impatti della cessione della partecipazione in ISAB S.r.l. in quanto valutata con il metodo del patrimonio netto. Tale impatto è invece riflesso nei valori correnti adjusted 2013, come meglio commentati nel capitolo Indicatori alternativi di *performance*.

### **Proventi (oneri) finanziari netti**

Gli oneri finanziari netti del 2014 sono pari a 66 milioni, rispetto ai 73 milioni registrati nel 2013. Il decremento è imputabile principalmente ai minori interessi passivi e ai maggiori proventi da cash management parzialmente compensati dai maggiori oneri derivanti da differenze cambio. L'incremento degli oneri derivanti da differenze cambio è principalmente derivante dalle attività di tesoreria legate all'operatività di ERG Supply & Trading in un contesto di forte svalutazione dell'Euro contro il Dollaro nel periodo.

I minori interessi passivi e i maggiori proventi riflettono anche il minor indebitamento medio del 2014 rispetto allo stesso periodo del 2013, sia per effetto di una riduzione dello stock di debito a medio-lungo termine sia per un incremento delle disponibilità liquide a seguito dell'incasso derivante dalla cessione del 20% della raffineria ISAB, avvenuto a fine 2013 e dell'incasso derivante dall'estinzione anticipata della convenzione CIP6 di ISAB Energy avvenuto nell'ultima parte del terzo trimestre 2014.

Nel dettaglio la voce include principalmente oneri da differenze cambio per 9 milioni (1 milione di proventi nel 2013), proventi finanziari netti a breve termine per circa 15 milioni di euro (10 milioni di euro nel 2013) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 72 milioni di euro (84 milioni di euro nel 2013); 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 2014 riflette principalmente i risultati delle joint venture TotalErg S.p.A. ed LUKERG Renew GmbH valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nel confronto con l'anno precedente, si ricorda che nel 2013 la voce comprendeva la plusvalenza netta pari a 173 milioni relativa alla vendita dell'ultimo 20% di ISAB S.r.l. avvenuta in data 30 dicembre 2013 e il conguaglio sul prezzo di cessione del 20% avvenuto nel 2012 per 9 milioni.

Il decremento del 2014 è legato principalmente al peggioramento dei risultati di TotalErg S.p.A., che risente anche degli effetti inventariali di fine periodo e degli effetti legati allo stralcio di tax assets a seguito della declaratoria di incostituzionalità non retroattiva della addizionale Robin tax.

Si precisa che nel 2013 la voce comprende la svalutazione della partecipazione in TotalErg per 58 milioni, in particolare a riduzione dei plusvalori attribuiti nel 2010 nell'ambito dell'operazione di costituzione della joint venture.

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito del 2014 sono pari a 156 milioni (109 milioni nel 2013) e comprendono imposte correnti per 146 milioni e imposte differite per 10 milioni.

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 68% (56% nel 2013).

Il tax rate a valori correnti adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 41% (52% nel 2013).

Con sentenza n. 10 del 11 febbraio 2015, la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'addizionale IRES del 6,5% per le imprese operanti nei settori del petrolio e dell'energia (c.d. "Robin Tax"), introdotta dall'art. 81 comma 16 del DL 112/2008 (conv. L. 133/2008) e successive modifiche.

La declaratoria di incostituzionalità produce gli effetti a partire dal 12 febbraio 2015, giorno successivo a quello della pubblicazione della sentenza nella Gazzetta Ufficiale.

Ai fini del bilancio 2014 si è pertanto proceduto al computo delle imposte correnti considerando, ove applicabile, l'addizionale Robin tax, mentre si è proceduto alla svalutazione dei tax assets (crediti per imposte anticipate e fondo imposte differite) stanziati in relazione alla suddetta addizionale IRES in quanto decadono i presupposti stessi del loro atteso riversamento.

Tenendo conto che nel 2013 si era già proceduto allo stralcio di imposte anticipate su perdite fiscali (21



milioni) relative all'addizionale Robin Tax applicata su ERG S.p.A. ritenute non più recuperabili, l'impatto netto alla riga imposte del 2014 è risultato limitato a -5 milioni di euro.

Si precisa infine che il relativo effetto è stato considerato un *adjusting event* in applicazione di quanto previsto dallo IAS 10, vale a dire un fatto intervenuto dopo la data di riferimento del bilancio che comporta una rettifica sulla base delle migliori analisi disponibili al momento della redazione del bilancio 2014 in relazione alla recente emanazione della sentenza.

## Situazione patrimoniale

Stato Patrimoniale riclassificato	31/12/2014	31/12/2013
(milioni di Euro)		
Capitale immobilizzato	2.120,3	2.795,0
Capitale circolante operativo netto	189,6	278,7
Trattamento di fine rapporto	(4,7)	(5,0)
Altre attività	344,3	410,7
Altre passività	(600,5)	(658,4)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.049,0</b>	<b>2.821,0</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.671,5	1.773,6
Patrimonio netto di terzi	47,4	240,0
Indebitamento finanziario netto	330,1	807,5
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>2.049,0</b>	<b>2.821,0</b>

Al 31 dicembre 2014 il capitale investito netto ammonta a 2.049 milioni in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2013 principalmente a seguito della cessione dell'impianto di ISAB Energy.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 16% (29% al 31 dicembre 2013).

### Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. Il decremento rispetto al 31 dicembre 2013 è relativo principalmente alla cessione del ramo d'azienda di ISAB Energy oltre che agli ammortamenti superiori agli investimenti del periodo.

### Capitale circolante operativo netto

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

Il decremento rispetto al 31 dicembre 2013 è dovuto principalmente agli effetti derivanti dalla cessione dell'impianto di ISAB Energy oltre che a fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante.

### Altre attività

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

### Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni, cespiti e magazzino), alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi ed oneri, ai debiti per IVA. La variazione del periodo riflette inoltre il rilascio completo del risconto passivo per il differimento del riconoscimento a conto economico della maggiorazione tariffaria CIP6 sulle vendite di energia elettrica dell'impianto ISAB Energy.

**Indebitamento finanziario netto**

<b>Riepilogo indebitamento del Gruppo</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
(milioni di Euro)		
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.313,9	1.435,7
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(983,8)	(628,2)
<b>TOTALE</b>	<b>330,1</b>	<b>807,5</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>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
(milioni di Euro)		
Debiti verso banche a medio-lungo termine	13,6	120,8
Quota corrente mutui e finanziamenti	(13,6)	(87,0)
Debiti finanziari a medio-lungo termine	181,1	162,3
<b>Totale</b>	<b>181,1</b>	<b>196,2</b>
Project Financing a medio-lungo termine	1.297,3	1.361,9
Quota corrente Project Financing	(164,5)	(122,5)
<b>Totale Project Financing</b>	<b>1.132,8</b>	<b>1.239,5</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.313,9</b>	<b>1.435,7</b>

I debiti finanziari a medio-lungo termine includono le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 181 milioni (141 milioni al 31 dicembre 2013).

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

- finanziamenti per 1.120 milioni erogati a società del settore Energia - Rinnovabili per la costruzione di parchi eolici di cui 627 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 117 milioni;
- finanziamenti per 177 milioni erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.

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

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

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31/12/2014	31/12/2013
(milioni di Euro)		
Debiti verso banche a breve termine	60,3	200,5
Quota corrente mutui e finanziamenti	13,6	87,0
Altri debiti finanziari a breve termine	6,0	12,4
<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>79,8</b>	<b>299,9</b>
Disponibilità liquide	(1.047,3)	(816,6)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(58,8)	(73,3)
<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(1.106,1)</b>	<b>(889,9)</b>
Project Financing a breve termine	164,5	122,5
Disponibilità liquide	(122,0)	(160,7)
<b>Project Financing</b>	<b>42,5</b>	<b>(38,2)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>(983,8)</b>	<b>(628,2)</b>

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

L'importo delle disponibilità liquide deriva principalmente dalla liquidità derivante dall'incasso del corrispettivo per l'estinzione anticipata della convenzione CIP6 di ISAB Energy, dall'incasso derivante dalla cessione di ISAB S.r.l. , nonché dai conti correnti attivi vincolati in base alle condizioni previste dai contratti di Project Financing.

L'incremento delle disponibilità liquide è legato principalmente all'incasso del corrispettivo relativo all'estinzione del CIP6 avvenuto nel terzo trimestre 2014.

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	
	2014	2013
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:</b>		
(milioni di Euro)		
Flusso di cassa della gestione corrente rettificato <sup>(1)</sup>	292,1	327,4
Pagamento di imposte sul reddito	(52,1)	(81,4)
Variazione circolante operativo netto	57,9	(33,3)
Altre variazioni delle attività e passività di esercizio <sup>(2)</sup>	46,5	39,1
<b>TOTALE</b>	<b>344,4</b>	<b>251,8</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:</b>		
Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali <sup>(3)</sup>	(31,6)	(73,0)
Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	13,8	(61,5)
Incasso per cessione quote ISAB	0,0	434,7
Incasso per risoluzione convenzione CIP6	515,0	0,0
<b>Totale</b>	<b>497,3</b>	<b>300,2</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:</b>		
Dividendi distribuiti	(164,9)	(68,2)
Altre variazioni patrimonio <sup>(4)</sup>	(202,5)	25,4
<b>Totale</b>	<b>(367,4)</b>	<b>(42,8)</b>
<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO<sup>(5)</sup></b>	<b>3,0</b>	<b>(804,1)</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>477,4</b>	<b>(294,9)</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE</b>	<b>807,5</b>	<b>512,6</b>
<b>VARIAZIONE DEL PERIODO</b>	<b>(477,4)</b>	<b>294,9</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE</b>	<b>330,1</b>	<b>807,5</b>

(1) non include gli utili (perdite) su magazzino e le imposte correnti del periodo. La voce, inoltre, non include il provento derivante dalla risoluzione anticipata della convenzione CIP6, la minusvalenza derivante dalla cessione del ramo d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services a ISAB e i relativi proventi ed oneri accessori.

(2) non include il provento legato alla risoluzione anticipata della convenzione CIP6, esposto in una riga separata nei flussi di cassa da attività di investimento

(3) non include i costi capitalizzati per manutenzione ciclica.

(4) include l'acquisizione della quota di minoranza di ISAB Energy e ISAB Energy Services (153 milioni) e la variazione della riserva di cash flow hedge a fronte dei derivati IRS, in parte compensati dall'incasso di 50 milioni conseguente all'ingresso di Unicredit nell'azionariato di ERG Renew;

(5) la variazione dell'area di consolidamento nel 2014 si riferisce all'acquisizione di EW Ornetta Z.O. dal terzo trimestre 2014. Nel 2013 si riferiva all'acquisizione di ERG Wind, ERG Renew Operations&Maintenance e alla cessione di Eolo.

La diminuzione dell'indebitamento di 477 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 è dovuta principalmente all'incasso derivante dalla risoluzione del contratto CIP 6 di Isab Energy (515 milioni) e dal flusso di cassa operativo di periodo parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi da ERG S.p.A. (143 milioni) e da ISAB Energy al socio di minoranza (22 milioni), dall'acquisizione della quota di minoranza di ISAB Energy e ISAB Energy Services (153 milioni). L'indebitamento al 31 dicembre 2014 risente anche positivamente dell'importo di 50 milioni conseguente all'ingresso di Unicredit nell'azionariato di ERG Renew.

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

## Indicatori alternativi di performance

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a **valori correnti adjusted** con l'esclusione degli utili (perdite) su magazzino e delle poste non caratteristiche e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti delle *joint venture* TotalErg S.p.A. e LUKERG Renew.

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

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

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

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

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

I risultati includono inoltre il contributo delle joint venture **TotalErg S.p.A.** e **LUKERG Renew** per la quota di spettanza ERG.

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

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

A seguito della già commentata cessione della partecipazione in ISAB S.r.l. i valori adjusted dei dati economici, a partire dal 1° gennaio 2014, non tengono più conto del contributo di tale società.

## Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti adjusted

	Nota	Anno	
		2014	2013
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>			
<b>Margine operativo lordo attività continue</b>		<b>283,5</b>	<b>554,3</b>
<i>Contributo 'Discontinued operations'</i>		263,4	(174,5)
<b>Margine operativo lordo</b>		<b>547,0</b>	<b>379,8</b>
<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>		0,0	6,3
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>			
<b>Corporate</b>			
- Oneri accessori operazioni su ISAB Energy ed ISAB Energy Services	1	6,4	0,0
- Oneri accessori cessione 20% ISAB S.r.l.		0,0	0,4
- Oneri accessori acquisizione ERG Wind		0,0	2,9
- Oneri accessori altre operazioni	2	0,2	0,2
- Oneri per riorganizzazione societaria	3	16,0	4,3
<b>Power</b>			
- Risoluzione convenzione CIP 6	4	(514,5)	0,0
- Cessione IGCC	4	405,5	0,0
- Altri (proventi) oneri accessori su ISAB Energy ed ISAB Energy Services	1	(36,1)	0,0
- Conguaglio su rapporti commerciali esercizi precedenti		0,0	(4,3)
<b>Rinnovabili</b>			
- Oneri accessori acquisizione ERG Wind		0,0	10,2
- Oneri accessori operazioni straordinarie	1	0,4	0,0
<b>Downstream integrato</b>			
- Oneri diversi su attività extra rete in Sicilia	5	2,5	7,2
<b>Trading</b>			
- Impatto fair value swap commodities	6	9,9	0,0
<b>Raffinazione costiera</b>			
- Proventi per contributi ed altri proventi (oneri) anni precedenti	7	(7,8)	17,0
- Passività per contenziosi di sito		0,0	80,0
- Stralcio oneri differiti per uscita da business Raffinazione		0,0	(7,7)
- Conguaglio su rapporti commerciali esercizi precedenti		0,0	(3,4)
<hr/>			
<b>Margine operativo lordo a valori correnti</b>		<b>429,5</b>	<b>492,9</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB a valori correnti<sup>(1)</sup></i>	8	0,0	30,6
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti<sup>(1)</sup></i>	9	47,3	39,0
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	10	14,0	6,6
<b>Margine operativo lordo a valori correnti adjusted</b>		<b>490,8</b>	<b>569,1</b>
<hr/>			
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
	Nota	2014	2013
<b>Ammortamenti attività continue</b>		<b>(158,5)</b>	<b>(154,2)</b>
<i>Contributo 'Discontinued operations'</i>		(29,1)	(56,0)
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		<b>(187,6)</b>	<b>(210,1)</b>
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>			
<b>Power</b>			
- Stralcio Asset	1	(1,7)	0,0
<hr/>			
<b>Ammortamenti a valori correnti</b>		<b>(189,3)</b>	<b>(210,1)</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB a valori correnti<sup>(1)</sup></i>	8	0,0	(22,0)
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti<sup>(1)</sup></i>	9	(44,3)	(55,7)
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	10	(7,9)	(3,6)
<b>Ammortamenti a valori correnti adjusted</b>		<b>(241,4)</b>	<b>(291,4)</b>
<hr/>			
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>			
	Nota	2014	2013
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>		<b>240,2</b>	<b>282,8</b>
<i>Contributo quota ERG di ISAB a valori correnti<sup>(1)</sup></i>	8	0,0	8,5
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti<sup>(1)</sup></i>	9	3,1	(16,7)
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	10	6,1	3,1
<b>Risultato operativo netto a valori correnti adjusted</b>		<b>249,4</b>	<b>277,7</b>

<sup>(1)</sup> al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle eventuali poste non caratteristiche

RISULTATO NETTO DI GRUPPO	Nota	Anno	
		2014	2013
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>47,8</b>	<b>28,4</b>
<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>		45,5	8,4
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>			
<i>Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite</i>	11	5,0	0,0
<i>Esclusione Risoluzione CIP 6</i>	4	(316,8)	0,0
<i>Esclusione Cessione IGCC</i>	4	267,5	0,0
<i>Esclusione Altri proventi (oneri) accessori su ISAB Energy ed ISAB Energy Service</i>	1	(5,3)	0,0
<i>Esclusione Plusvalenza cessione 20% ISAB nel 2012</i>		0,0	(9,0)
<i>Esclusione Plusvalenza cessione 20% ISAB nel 2013</i>		0,0	(176,5)
<i>Esclusione Passività per transazioni su esercizi precedenti</i>		0,0	12,3
<i>Esclusione Passività per contenziosi di sito</i>		0,0	70,6
<i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	12	14,6	6,2
<i>Esclusione per contributi ed altri proventi (oneri) anni precedenti</i>	7	(2,0)	0,0
<i>Esclusione Oneri diversi su attività extra rete in Sicilia</i>	5	1,7	4,2
<i>Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Wind</i>		0,0	11,8
<i>Esclusione delta fair value derivati su magazzino OIL</i>		0,0	1,9
<i>Esclusione contributo L. 488 ERG S.p.A.</i>	7	(3,5)	0,0
<i>Esclusione differenze cambio ex Div. Refining &amp; Marketing</i>	13	2,9	0,0
<i>Esclusione impatto fair value swap Trading</i>	6	7,2	0,0
<i>Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia</i>	14	(0,6)	0,0
<i>Esclusione storno attività fiscali anni precedenti</i>		0,0	21,3
<i>Esclusione oneri accessori altre operazioni</i>	2	0,4	0,1
<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	3	11,6	3,1
<i>Esclusione oneri per CV anni precedenti</i>		0,0	1,0
<i>Esclusione conguaglio su rapporti commerciali esercizi precedenti</i>		0,0	(3,7)
<i>Esclusione Poste non caratteristiche "Svalutazioni TotalERG"</i>		0,0	58,4
<b>Risultato netto di Gruppo a valori correnti <sup>(1)</sup></b>		<b>76,0</b>	<b>38,5</b>

<sup>(1)</sup> corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti adjusted



## Note

1. oneri accessori relativi alle operazioni straordinarie di ISAB Energy e ISAB Energy Services, come già commentate nelle Premesse e nei Fatti di rilievo dell'esercizio;
2. oneri accessori su altre operazioni di natura non ricorrente;
3. oneri sostenuti e previsti in riferimento alla ristrutturazione del portafoglio di attività ed alle modifiche degli assetti organizzativi del Gruppo iniziati a fine 2013 ed in corso di finalizzazione;
4. la voce comprende principalmente gli effetti dell'Accordo per la cessione dell'impianto ISAB Energy e risoluzione anticipata CIP6;
5. oneri diversi associati alla cessione di ERG Oil Sicilia, come già commentate nelle Premesse e nei Fatti di rilievo dell'esercizio;
6. rinvio a reporting period futuri della componente valutativa degli strumenti derivati attivati per la gestione del rischio commodity dalla società ERG Supply and Trading S.p.A. e non trattati contabilmente in hedge accounting;
7. la posta include il contributo Legge 488/92 ricevuto nel corso dell'esercizio, relativo alla ex ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. e l'effetto dello stralcio di partite contabili risalenti ad anni precedenti;
8. quota ERG dei risultati a valori correnti di ISAB S.r.l. al netto degli utili/perdite su magazzino
9. quota ERG dei risultati a valori correnti di TotalErg al netto degli utili/perdite su magazzino e delle poste non caratteristiche
10. quota ERG dei risultati a valori correnti di LUKERG Renew;
11. Effetto negativo derivante dallo stralcio delle imposte anticipate stanziata a titolo di addizionale Robin Tax in conseguenza della sentenza della Corte Costituzionale che ne ha dichiarato l'illegittimità;
12. Esclusione poste non caratteristiche di TotalErg che si riferiscono principalmente allo stralcio delle imposte anticipate stanziata a titolo di addizionale Robin Tax ed altri proventi ed oneri relativi alle attività di razionalizzazione della Rete e delle attività di Raffinazione;
13. Gli oneri si riferiscono a differenze cambio relative all'ex business Raffinazione;
14. La posta include la plusvalenza per la cessione delle attività del downstream integrato in Sicilia tramite la cessione di ERG Oil Sicilia;

Per i commenti sulle poste non caratteristiche del 2013 si rimanda a quanto indicato nelle corrispondenti note del relativo Bilancio.

## Riconciliazione con indebitamento finanziario netto adjusted

	31/12/2014	31/12/2013
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>330,1</b>	<b>807,5</b>
<i>Posizione finanziaria netta di TotalErg</i>	<i>128,5</i>	<i>146,6</i>
<i>Posizione finanziaria netta di LUKERG Renew</i>	<i>138,5</i>	<i>135,2</i>
<i>Eliminazione poste infragruppo</i>	<i>(59,1)</i>	<i>(74,2)</i>
<b>Indebitamento finanziario netto adjusted</b>	<b>538,0</b>	<b>1.015,1</b>

L'indebitamento finanziario netto a valori adjusted tiene conto della quota di spettanza ERG della posizione finanziaria netta delle joint venture al netto delle relative poste infragruppo.

## RICONCILIAZIONE CON I VALORI INDICATI NELLE NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

Di seguito la riconciliazione tra gli schemi riclassificati esposti e commentati nel presente documento con i valori indicati nelle Note al Bilancio Consolidato.

Anno 2014	Valori indicati nel Bilancio Consolidato	Riclassifica ricavi Supply&Trading	Storno riclassifiche IFRS 5	Valori indicati nella Relazione sulla gestione
<i>(milioni di Euro)</i>				
Ricavi della gestione caratteristica	4.833,9	(3.829,5)	365,0	1.369,4
Altri ricavi e proventi	20,3	0,0	609,0	629,2
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>4.854,2</b>	<b>(3.829,5)</b>	<b>973,9</b>	<b>1.998,7</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(4.327,7)	3.829,5	(231,3)	(729,5)
Costi per servizi e altri costi operativi	(236,8)	0,0	(485,4)	(722,2)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>289,7</b>	<b>0,0</b>	<b>257,3</b>	<b>547,0</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(158,5)	0,0	(29,1)	(187,6)
Proventi (oneri) finanziari netti	(67,4)	0,0	1,4	(66,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(65,8)	0,0	0,8	(65,0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>(2,0)</b>	<b>0,0</b>	<b>230,4</b>	<b>228,4</b>
Imposte sul reddito	(50,0)	0,0	(105,7)	(155,7)
<b>Risultato netto di attività continue</b>	<b>(52,0)</b>	<b>0,0</b>	<b>124,7</b>	<b>72,7</b>
<i>Risultato netto di attività e passività cedute</i>	<i>124,7</i>	<i>0,0</i>	<i>(124,7)</i>	<i>0,0</i>
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>72,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>72,7</b>
Risultato di azionisti terzi	(24,9)	0,0	0,0	(24,9)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>47,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>47,8</b>

Anno 2013	Valori indicati nel Bilancio Consolidato	Riclassifica ricavi Supply&Trading	Storno riclassifiche IFRS 5	Valori indicati nella Relazione sulla gestione
<i>(milioni di Euro)</i>				
Ricavi della gestione caratteristica	4.516,3	0,0	2.535,5	7.051,8
Altri ricavi e proventi	12,4	0,0	11,6	23,9
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>4.528,7</b>	<b>0,0</b>	<b>2.547,0</b>	<b>7.075,7</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(3.941,1)	0,0	(2.158,0)	(6.099,0)
Costi per servizi e altri costi operativi	(231,9)	0,0	(365,0)	(596,8)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>355,7</b>	<b>0,0</b>	<b>24,1</b>	<b>379,8</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(154,2)	0,0	(56,0)	(210,1)
Proventi (oneri) finanziari netti	(69,5)	0,0	(3,3)	(72,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(87,6)	0,0	184,7	97,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>44,5</b>	<b>0,0</b>	<b>149,5</b>	<b>194,0</b>
Imposte sul reddito	(40,2)	0,0	(68,6)	(108,8)
<b>Risultato netto di attività continue</b>	<b>4,3</b>	<b>0,0</b>	<b>80,9</b>	<b>85,2</b>
<i>Risultato netto di attività e passività cedute</i>	<i>80,9</i>	<i>0,0</i>	<i>(80,9)</i>	<i>0,0</i>
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>85,2</b>	<b>0,0</b>	<b>(0,0)</b>	<b>85,2</b>
Risultato di azionisti terzi	(56,8)	0,0	0,0	(56,8)
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>28,4</b>	<b>0,0</b>	<b>(0,0)</b>	<b>28,4</b>

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

In data **23 gennaio 2015** ERG Renew ha raggiunto un accordo per l'acquisizione dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) del 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 36 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 30 kt di emissione di CO2 evitata. ERG Renew prevede di iniziare i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre 2015 per entrare in operatività a fine anno. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 23 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto in termini di enterprise value della società pari a circa 2,1 milioni di Euro. Il closing è avvenuto il 19 febbraio 2015. Il perfezionamento di questa operazione permetterà ad ERG Renew di proseguire nel suo percorso di crescita in un Paese ritenuto strategico per le sue potenzialità di sviluppo nell'eolico.

## Evoluzione prevedibile della gestione

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

### **Rinnovabili**

Gli ultimi due anni sono stati di fondamentale importanza per ERG Renew, che attraverso l'operazione di acquisizione di IP Maestrale (ora ERG Wind), le acquisizioni in Est Europa e la realizzazione dei nuovi parchi in Italia ed in Romania ha più che raddoppiato la potenza installata, diventando il primo operatore in Italia ed estendendo la propria presenza anche in Germania e Romania. Attraverso l'acquisizione di ERG Renew O&M, la società ha iniziato ad effettuare internamente le attività di esercizio e manutenzione per circa la metà dei parchi eolici italiani, attività che si sta progressivamente estendendo anche alla restante parte degli asset presenti in Italia, con importanti benefici in termini di efficienza operativa, contenimento di costi e disponibilità tecnica.

Nel corso del 2014 è iniziata la realizzazione del nuovo parco eolico in Polonia, della potenza installata di 42 MW, di cui è prevista l'entrata in esercizio a metà 2015 e verrà a breve avviata la realizzazione di un nuovo parco di 14 MW con l'obiettivo di completare lo stesso entro la fine del 2015, anno al termine del quale la potenza installata in Polonia sarà quindi di 56 MW.

Proseguono infine le attività volte ad un ulteriore sviluppo della società, attraverso la valutazione di potenziali nuove opportunità di investimento in particolare all'estero.

A parità di perimetro i risultati del 2015 sono attesi in lieve crescita rispetto al 2014 che era stato influenzato da dati anemologici significativamente inferiori alle medie storiche, grazie al parziale apporto dei nuovi parchi in corso di realizzazione all'estero, ed alle ulteriori efficienze derivanti dal proseguimento dell'internalizzazione delle attività di O&M.

### **Power**

L'anno 2015 sarà caratterizzato dall'importante discontinuità relativa agli accordi per la risoluzione anticipata della convenzione CIP6 e la contestuale cessione dell'impianto di ISAB Energy avvenuta in data 30 giugno 2014, pertanto i risultati operativi dell'esercizio non includeranno il contributo di ISAB Energy, presente invece nel primo semestre del passato esercizio.

Per quel che riguarda l'impianto di ERG Power, nonostante la permanenza di condizioni di mercato sfavorevoli agli impianti alimentati a gas con margini di generazione e fattori di utilizzo ancora depressi, nonché l'introduzione della già citata disciplina delle Unità Essenziali ex D.L. 91/2004, si prevedono anche per il 2015 risultati soddisfacenti, seppur inferiori a quelli del 2014. Il posizionamento geografico dell'impianto, la flessibilità dello stesso ed i contratti di fornitura di lungo termine, consentiranno, infatti, di mantenere una redditività decisamente superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

### **Downstream Integrato**

A seguito della cessione della partecipazione detenuta in ERG Oil Sicilia, avvenuta a fine 2014, il Downstream Integrato nel 2015 beneficerà principalmente dei risultati della partecipazione detenuta in TotalErg.

Più in dettaglio, per quanto riguarda il settore della Commercializzazione, grazie al sensibile calo del costo dei prodotti sui mercati internazionali avvenuto negli ultimi mesi, con una sostanziale stabilità della componente fiscale (accise), si prevede un andamento dei consumi non inferiori a quelli del 2014.

In tale contesto, proseguono gli sforzi della società volti all'ottenimento della massima efficienza gestionale, ed all'implementazione del piano di riqualificazione della propria rete iniziato nel corso del 2012 volto a rendere la stessa più competitiva in termini di erogato medio e più sostenibile nel lungo periodo.

Inoltre, il mantenimento di un livello depresso dei prezzi petroliferi sui mercati internazionali, potrebbe favorire un recupero dei margini della raffinazione in linea con quanto avvenuto nel secondo semestre del 2014.

Con la definitiva interruzione delle attività di Raffinazione presso la Raffineria di Roma e la conseguente trasformazione del sito industriale in un polo logistico, l'esposizione nel settore si è ridotta in misura significativa, mentre verrà potenziato il ruolo strategico degli asset logistici del Gruppo. L'anno 2015 beneficerà inoltre della piena disponibilità della raffineria Sarpom, posseduta al 24% da TotalERG, che nel quarto trimestre 2014 è stata interessata dalla fermata generale pluriennale.

Per il settore Downstream Integrato nel suo complesso si attendono per il 2015 risultati migliori rispetto a quelli del 2014.

Alla luce di quanto sopra, il margine operativo lordo del gruppo è atteso in riduzione rispetto a quello del 2014; il confronto tuttavia riflette principalmente le discontinuità di portafoglio relative alla cessione

dell'impianto di ISAB Energy, in data 30 giugno 2014, e alla vendita di ERG Oil Sicilia, in data 29 dicembre 2014. Al netto di tali discontinuità i risultati sarebbero in lieve crescita.

**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: 75