



RESOCONTO INTERMEDIO SULLA GESTIONE

AL 31 MARZO 2015

INDICE

Organi societari	2
Premessa	3
Profilo del Gruppo	5
ERG in Borsa	7
Sintesi dei risultati	8
Sintesi dei risultati per settore	9
Vendite	10
Commento ai risultati del periodo	11
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del periodo	12
Settori di attività	13
Rinnovabili	13
Power	23
Investimenti	29
Prospetti contabili	30
Area di consolidamento integrale e aree di business	30
Risultati economici, patrimoniali e finanziari	31
Indicatori alternativi di performance	38
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	43
Evoluzione prevedibile della gestione	44

ORGANI SOCIETARI

Consiglio di Amministrazione ¹

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

Collegio Sindacale

Presidente	Mario Pacciani
Sindaci effettivi	Lelio Fornabaio Elisabetta Barisone

Dirigente Preposto (L. 262/05)

Paolo Luigi Merli

Società di Revisione

Deloitte & Touche S.p.A.

1 Nominato in data 24 aprile 2015

2 Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

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

4 Con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana S.p.A.

Premessa

Il Resoconto intermedio al 31 marzo 2015, non sottoposto a revisione contabile, è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) e sulla base delle indicazioni contenute nel comma 5 dell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, in applicazione della direttiva 2004/109/CE (Direttiva Transparency). I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2014 a cui si fa rinvio.

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

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

Risultati a valori correnti adjusted

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

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

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

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

Valori economici 2014 proforma

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

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

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

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

Per maggiori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda alla nota **"Riconciliazione valori adjusted proforma 1° trimestre 2014"**.

(milioni di Euro)	1° trimestre 2014	Esclusione contributo 1° trimestre 2014 di:			TotalErg	1° trimestre 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading		
Margine operativo lordo						
Rinnovabili	86	-	-	-	-	86
Power	84	-	(55)	-	-	29
Downstream integrato	5	(1)	-	(2)	(2)	-
Corporate	(7)	-	-	-	-	(7)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	168	(1)	(55)	(2)	(2)	107
Risultato netto						
Risultato netto	52	1	(26)	-	-	26
di cui Risultato netto di Gruppo	37	1	(14)	-	-	24
di cui Risultato netto di azionisti terzi	15	-	(13)	-	-	2
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	44	-	(14)	-	-	30
Net debt						
Indebitamento finanziario netto adjusted	1.048				(244)	803

Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG, anche attraverso le proprie controllate opera nei seguenti settori:

- **Rinnovabili**

Attraverso ERG Renew (controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con 1.341 MW di potenza eolica installata al 31 marzo 2015, e 80 MW in costruzione. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.087 MW), ma con una presenza significativa anche in Germania (86 MW), in Francia (64 MW), e attraverso LUKERG Renew in Romania (77 MW quota ERG) e in Bulgaria (27 MW quota ERG).

Attualmente sono in fase di realizzazione tre parchi in Polonia per una capacità complessiva di 80 MW che entreranno progressivamente in esercizio nel corso del 2015.

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

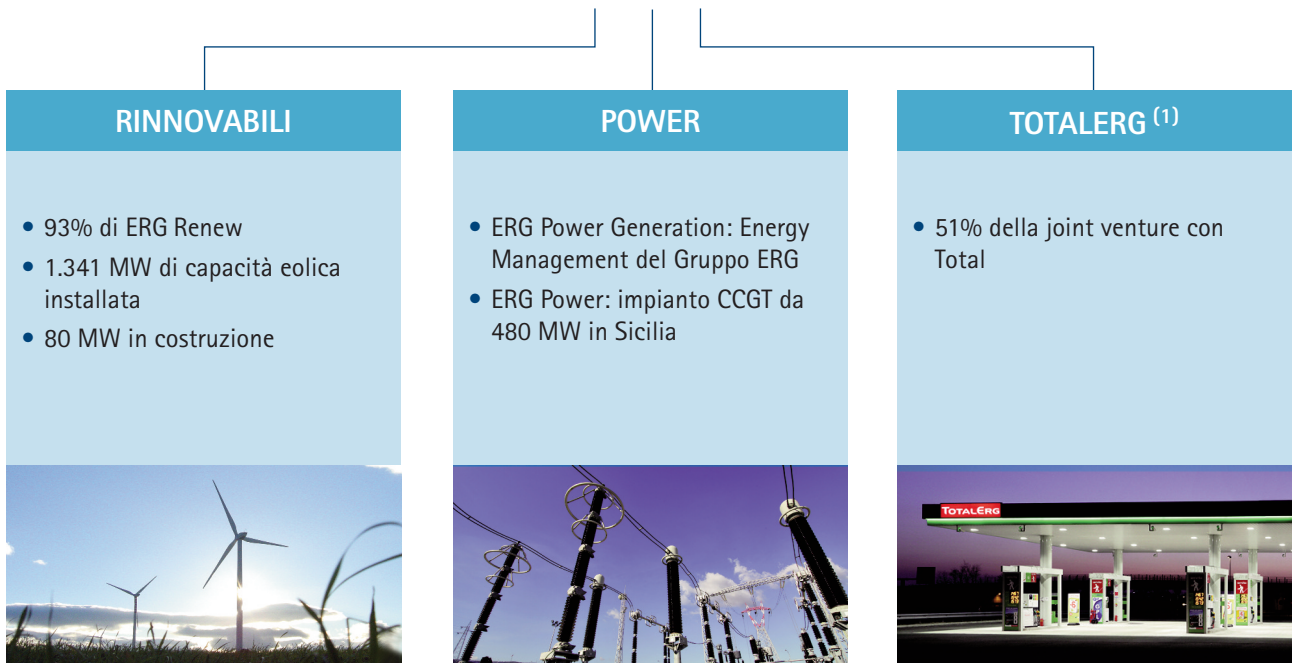
- **Power**

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

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

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

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



(1) società consolidata ad equity

ERG in Borsa

Al 31 marzo 2015 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 12,17 Euro, in aumento (+31,5%) rispetto a quella della fine dell'anno precedente, a fronte di una crescita dell'indice europeo di settore Stoxx Utilities Index (+3,9%), dell'indice FTSE All Share (+22,8%) e dell'indice FTSE Mid Cap (+30,6%).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG nel periodo 2 gennaio – 31 marzo 2015:

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 31.03.15	12,17
Prezzo massimo (30.03.15) ⁽¹⁾	12,36
Prezzo minimo (12.01.15) ⁽¹⁾	8,91
Prezzo medio	10,81

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

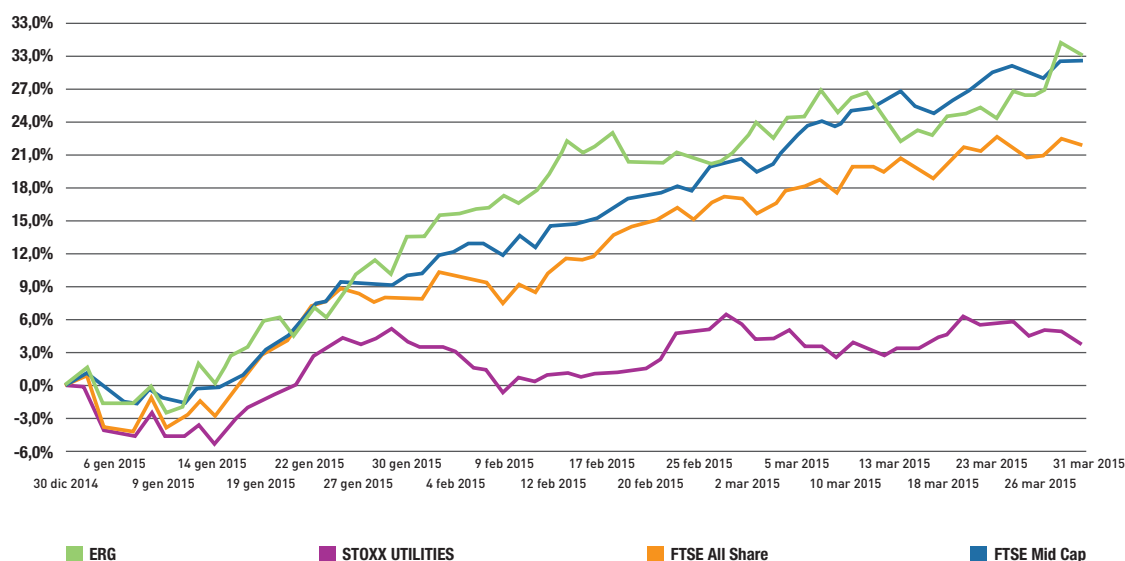
Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (30.03.15)	1.305.236
Volume minimo (14.01.15)	94.568
Volume medio	250.343

La capitalizzazione di borsa al 31 marzo 2015 ammonta a circa 1.829 milioni di Euro (1.391 milioni alla fine del 2014).

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

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

Variazione % dal 31.12.2014 al 31.3.2015



Sintesi dei risultati

Anno 2014 proforma	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
Principali dati economici			
1.020	Ricavi adjusted ⁽²⁾	275	280
313	Margine operativo lordo	106	103
329	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	106	103
343	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted ⁽²⁾	111	107
169	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	68	65
175	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted ⁽²⁾	71	68
(16)	Risultato netto	40	26
(19)	di cui Risultato netto di Gruppo	38	24
60	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽³⁾	34	30
Principali dati finanziari			
2.049	Capitale investito netto	2.015	2.825
1.719	Patrimonio netto	1.758	2.081
330	Indebitamento finanziario netto totale	257	744
1.297	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁴⁾	1.303	1.367
16%	Leva finanziaria	13%	26%
409	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽⁵⁾	335	803
34%	EBITDA Margin %	40%	38%
Dati operativi			
1.341	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.341	1.340
2.580	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	860	805
480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
2.622	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	614	600
8.731	Vendite totali di energia elettrica	2.666	2.201
53	Investimenti ⁽⁶⁾	13	12
604	Dipendenti a fine periodo	610	615
Indicatori di mercato			
52,1	Prezzo di riferimento elettricità ⁽⁷⁾	51,9	52,5
97,4	Prezzo di vendita "certificati verdi" (rinnovabili)	101,6	96,3
80,9	Prezzo zonale Sicilia	57,9	74,6
146,4	Valore unitario medio di cessione energia ERG in Italia	149,9	147,3
96,0	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁸⁾	96,1	95,0
91,1	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁸⁾	91,6	91,2
94,9	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁸⁾	96,6	96,7
25,0	Prezzo EE Romania ⁽⁹⁾	32,0	27,4
29,3	Prezzo CV Romania ⁽¹⁰⁾	29,6	31,6

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

⁽¹⁾ non includono le poste non caratteristiche

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

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

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

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

⁽⁶⁾ in immobilizzazioni materiali ed immateriali

⁽⁷⁾ Prezzo Unico Nazionale

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

⁽⁹⁾ il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali

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

Sintesi dei risultati per settore

Anno 2014 proforma	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
	Ricavi della gestione caratteristica		
349	Rinnovabili	118	108
679	Power	160	175
30	Corporate	7	7
(38)	Ricavi infrasettori	(10)	(11)
1.020	Totale ricavi adjusted⁽¹⁾	275	280
(22)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(7)	(6)
999	Totale ricavi della gestione caratteristica	267	274
	Margine operativo lordo		
267	Rinnovabili	95	86
100	Power	22	29
(24)	Corporate	(6)	(7)
343	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted⁽²⁾	111	107
(14)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(5)	(4)
329	Margine operativo lordo a valori correnti⁽²⁾	106	103
(16)	Poste non caratteristiche	-	-
313	Margine operativo lordo	106	103
	Ammortamenti e svalutazioni		
(137)	Rinnovabili	(33)	(32)
(29)	Power	(7)	(7)
(2)	Corporate	(1)	-
(168)	Ammortamenti a valori correnti adjusted⁽²⁾	(41)	(39)
8	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	2	2
(160)	Ammortamenti a valori correnti⁽²⁾	(39)	(38)
	Risultato operativo netto		
131	Rinnovabili	62	54
71	Power	15	21
(27)	Corporate	(7)	(8)
175	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted⁽²⁾	71	68
(6)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(3)	(3)
169	Risultato operativo netto a valori correnti⁽²⁾	68	65
	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali		
38	Rinnovabili	11	8
13	Power	2	3
3	Corporate	-	-
53	Totale investimenti adjusted⁽³⁾	13	12
(2)	Investimenti di LUKERG Renew (50%)	-	-
52	Totale investimenti	13	11

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

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

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

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

Vendite

Energia

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

Delle vendite di energia elettrica effettuate in Italia nel corso del primo trimestre 2015, circa 1,3 TWh sono relative alle produzioni degli impianti del Gruppo, pari a circa l'1,7% della domanda complessiva nazionale (1,6% nel primo trimestre 2014 a parità di perimetro).

La ripartizione dei volumi di vendita di energia elettrica, e delle relative tipologie di fonte, è riportata nella tabella² seguente:

Anno 2014 proforma	Fonti di energia elettrica (GWh)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
2.051	ERG Renew Italia – produzione	680	636
529	ERG Renew Estero – produzione	180	169
2.622	ERG Power Generation – produzione	614	600
3.529	ERG Power Generation – acquisti	1.192	796
8.731	Totale	2.666	2.201

Anno 2014 proforma	Impieghi di energia elettrica (GWh)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
532	EE venduta a clienti sito Priolo	129	136
2.015	EE venduta a IREN	497	497
6.184	EE venduta Wholesale	2.041	1.569
8.731	Totale	2.666	2.201

Nel corso del primo trimestre 2015 le vendite di vapore³ sono state pari a 208 migliaia di tonnellate (264 nell'analogo periodo del 2014), mentre le vendite di gas sono terminate nel terzo trimestre 2014 (107 milioni di Sm³ nel primo trimestre 2014).

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

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

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

Commento ai risultati del periodo

Nel primo trimestre 2015 i **ricavi adjusted** sono pari a 275 milioni, in lieve diminuzione rispetto ai 280 milioni del primo trimestre 2014 proforma, a seguito dei minori prezzi medi.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted**⁴ si attesta a 111 milioni, in lieve aumento rispetto ai 107 milioni registrati nel primo trimestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Rinnovabili:** margine operativo lordo pari a 95 milioni, in crescita rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (86 milioni) grazie alle maggiori produzioni in Italia e all'estero, dovute alla maggiore ventosità, oltre che ai maggiori prezzi medi di vendita.
- **Power:** margine operativo lordo di 22 milioni, in contrazione rispetto ai 29 milioni registrati nel primo trimestre 2014 proforma, principalmente a causa del mutato contesto normativo di riferimento per l'impianto CCGT in Sicilia a partire dal 1° gennaio 2015, con l'introduzione del cosiddetto Decreto Mucchetti che prevede un regime amministrato per le "unità essenziali".

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted**⁴ è stato pari a 71 milioni (68 milioni nel primo trimestre 2014 proforma) dopo ammortamenti per 41 milioni (39 milioni nel primo trimestre 2014 proforma).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 34 milioni, rispetto al risultato di 30 milioni del primo trimestre 2014 proforma. Il miglioramento del risultato è legato principalmente al miglioramento dei margini a livello operativo e alla migliore performance della joint venture TotalErg. I risultati hanno inoltre beneficiato di un minore tax rate anche a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015. Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 38 milioni (24 milioni del primo trimestre 2014 proforma). Nel primo trimestre del 2015 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 13 milioni (12 milioni nel primo trimestre 2014 proforma) di cui il 84% nel settore Rinnovabili (70%), il 13% nel settore Power (27%).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 257 milioni, in diminuzione di 73 milioni rispetto a quello del 31 dicembre 2014 principalmente a seguito del flusso di cassa del periodo parzialmente compensato dagli investimenti del trimestre. Nell'indebitamento finanziario netto sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 192 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted**, che include la quota di competenza ERG della posizione finanziaria netta nella joint venture LUKERG Renew, risulta pari a 335 milioni, in diminuzione di circa 74 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 proforma⁵ sostanzialmente per le stesse motivazioni sopra riportate. Nell'indebitamento finanziario netto adjusted sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 196 milioni (184 milioni al 31 dicembre 2014).

⁴ 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".

⁵ A partire dal presente Resoconto l'indebitamento adjusted non tiene più conto del contributo (quota ERG) della joint venture TotalErg per le ragioni già esposte in Premessa. Coerentemente si è proceduto a modificare i valori comparativi al 31 dicembre 2014 e 31 marzo 2014.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del periodo

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.

In data **12 marzo 2015** ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di una società di diritto polacco (SPV) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella municipalità di Slupia, con una capacità prevista di 24 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 62 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 52 kt di emissione di 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 39 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto in termini di enterprise value della società pari a circa 3,6 milioni di Euro. Con questa operazione ERG Renew nel 2015 avrà in costruzione 80 MW in Polonia.

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⁽¹⁾

Anno 2014	Mercato Rinnovabile Italia (GWh) ⁽²⁾	1° trimestre	
		2015	2014
101.873	Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	20.579	22.828
	di cui:		
58.067	Idroelettrica	9.459	12.806
5.541	Geotermica	1.438	1.339
14.966	Eolica	5.214	4.620
23.299	Fotovoltaico	4.468	4.063
	Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
52,1	PUN (Italia) ⁽⁴⁾	51,9	52,5
97,4	"Certificati verdi"	101,6	96,3
48,9	Prezzo EE zona Centro-Sud	50,6	49,7
47,4	Prezzo EE zona Sud	49,5	47,4
80,9	Prezzo EE Sicilia	57,9	74,6
52,2	Prezzo EE Sardegna	50,6	50,2
146,4	Valore unitario medio di cessione energia ERG in Italia ⁽⁵⁾	149,9	147,3
96,0	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁶⁾	96,1	95,0
91,1	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁶⁾	91,6	91,2
94,9	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁶⁾	96,6	96,7
25,0	Prezzo EE Romania ⁽⁷⁾	32,0	27,4
29,3	Prezzo CV Romania ⁽⁸⁾	29,6	31,6

⁽¹⁾ produzione stimata per il mese di marzo

⁽²⁾ fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

⁽³⁾ fonti considerate: idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica

⁽⁴⁾ Prezzo Unico Nazionale – Fonte GME S.p.A.

⁽⁵⁾ il valore medio in Italia non considera la Feed in Tariff di 123,8 Euro/MWh riconosciuta all'impianto di Palazzo S. Gervasio

⁽⁶⁾ i valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

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

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

Scenario di mercato in Italia

Nel corso del primo trimestre del 2015 la produzione elettrica nazionale (netta) è stata coperta per il 32% da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 35% del medesimo periodo del 2014; tale produzione da fonti rinnovabili deriva per il 15% dall'idroelettrico, per l'8% dall'eolico, per il 7% dal fotovoltaico e per il restante 2% da fonte geotermica; rispetto all'anno precedente risultano in forte crescita sia l'eolico (+13%) che il fotovoltaico (+10%), mentre la produzione idroelettrica ha registrato un netto decremento (-26%).

Scenario tariffario

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012⁶, 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 2015 il ritiro avverrà entro il 30 settembre 2015 con pagamento entro il 31 ottobre. 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 precedente⁷. 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 ribasso⁸. 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 MW⁹. Con la terza asta, relativa al contingente 2015, che si è conclusa il 26 giugno 2014, è stato nuovamente assegnato tutto il contingente disponibile per l'eolico on shore, pari a circa 356 MW (capacità richiesta nettamente superiore al contingente e pari a circa 1.261 MW). Ad oggi non è ancora stato definito il quadro per l'accesso a nuovi incentivi. A partire dal 2013, inoltre, per tutti i soggetti che accedono ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad esclusione del fotovoltaico e degli impianti ammessi al provvedimento CIP 6/92), è previsto un contributo di 0,5 Euro per ogni MWh di energia incentivata, da corrispondere al GSE.

Evoluzione Normativa di riferimento

Oneri di Dispacciamento

Quanto alla revisione dei corrispettivi di sbilanciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936 del 9/06/2014, sono stati parzialmente annullati per quanto riguarda gli anni 2013 e 2014¹⁰. Terna ha provveduto agli eventuali conguagli entro il 31 dicembre 2014.

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

⁷ Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'art. 13, comma 3, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

⁸ Base di prezzo di 127 Euro/MWh.

⁹ 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.

¹⁰ Anni per i quali continua ad essere in vigore la Delibera 111/2006.

A valle del DCO 302/2014, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha emesso la Delibera 522/2014/R/EEL, che reintroduce dal 2015 i corrispettivi oneri di sbilanciamento, eliminando del tutto le franchigie previste dall'annullata Delibera 281/12/R/EEL e prevedendo nuovi meccanismi di calcolo differenziati per tecnologia. Successivamente, nel mese di aprile, l'Autorità ha pubblicato un documento di consultazione (DCO 163/2015) su una possibile revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento nell'ambito dell'erogazione dei servizi di dispacciamento.

Decreto Spalma-Incentivi

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

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base al nuovo EEG¹¹ 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 Euro/MWh (costanti in termini nominali per 20 anni). I parchi di Sallgast e Brunsbuttel nel corso del 2014 sono passati al sistema direct market, mentre i restanti 3 parchi hanno continuato ad usufruire del sistema a tariffa fissa. Tutti i parchi tedeschi di ERG Wind (ad eccezione del parco di Gembeck, 4 WTG) usufruiscono ad oggi di tale bonus (SDL) di 7 Euro/MWh.

¹¹ Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili.

Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è del tipo feed-in tariff. L'incentivo per gli impianti esistenti è riconosciuto per 15 anni e viene aggiornato annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali¹². Per i primi 10 anni di esercizio è la tariffa iniziale, dipendente dall'anno di stipula del contratto, ad essere aggiornata su base annua, mentre per i successivi 5 anni il valore da indicizzare è decrescente nel caso di ore di funzionamento annuo superiori a 2.400. Per il 2006 il valore della tariffa iniziale era di 82 Euro/MWh. Per definire il valore di partenza per i nuovi impianti negli anni successivi, tale tariffa viene ridotta del 2% rispetto all'anno precedente, a partire dal 2008, e viene aggiornata per tener conto dell'evoluzione degli indici citati. Il valore così determinato, per ogni impianto, viene quindi aggiornato annualmente, secondo il meccanismo sopra esposto. In riferimento al ricorso al Consiglio di Stato, che ha a sua volta investito la Corte di Giustizia europea, contro il decreto del 2008 per la presunta incompatibilità con le norme comunitarie sugli aiuti di stato, lo stesso decreto del 2008 è stato annullato il 28 maggio 2014 (in virtù della mancata notifica alla Commissione europea prima della sua implementazione), ma è stato emesso un nuovo decreto il 17 giugno 2014, che riconferma lo stesso sistema di incentivazione (anche per gli impianti esistenti). Tale decreto era stato precedentemente approvato in via definitiva da parte della Direzione generale per la concorrenza della commissione europea che ha giudicato il testo compatibile con la normativa vigente in materia di aiuti di Stato.

Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. In particolare, per i parchi esistenti alla data del 3 maggio 2011, l'incentivo è riconosciuto per i primi 15 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 188,29 BGN/MWh (circa 96,3 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 172,95 BGN/MWh (circa 88,4 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo. Per gli impianti entrati in esercizio successivamente a tale data ed entro giugno 2012, l'incentivo è riconosciuto per i primi 12 anni di esercizio ed il valore della tariffa è pari a 191 BGN/MWh (circa 97,7 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 173,1 BGN/MWh (circa 88,5 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo¹³.

Evoluzione Normativa di riferimento

Accesso alle reti di trasmissione e distribuzione

Nel mese di settembre 2012 è stato introdotto dalla locale Autorità regolatoria, per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010, un onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. L'esito del ricorso da parte degli Operatori e Associazioni di settore contro la relativa delibera, che definiva tale onere temporaneamente pari al 10% della feed-in tariff per i produttori da fonte eolica, è stato positivo.

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

¹³ È stata inoltre introdotta un'ulteriore soglia di ore di funzionamento annuo, il cui valore dipende dalla produzione annua dell'impianto, al di sopra della quale viene riconosciuto il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica anziché la tariffa. Tale disposizione tuttavia non si applica a tutti gli impianti. Nel caso di LUKERG Renew, si applica solamente all'impianto di Hrabrovo.

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

Trading di elettricità

L'Autorità regolatoria bulgara ha inoltre emendato le regole relative al trading di elettricità (emendamenti pubblicati in Gazzetta Ufficiale in data 9 maggio 2014), introducendo, a partire dal mese di giugno 2014, la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili. Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013.

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i "certificati verdi" per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di certificati verdi) è sul consumo finale di energia elettrica. Per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 "certificati verdi" per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 1 "certificato verde" a partire dal 2018 e il prezzo unitario dei certificati verdi varia fra un cap (55 Euro/MWh in moneta 2010) ed un floor (27 Euro/MWh in moneta 2010), definiti in Euro, ed indicizzati all'inflazione su base annua. La Legge 23/2014, che emenda e recepisce la precedente ordinanza di Emergenza del marzo 2013, è stata, dopo alcune vicissitudini, ratificata dal Presidente rumeno nel mese di marzo 2014¹⁴. La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione ed in particolare, per gli impianti eolici esistenti, è prevista la trattenuta di 1 "certificato verde" nel periodo 1° luglio 2013-31 marzo 2017. I "certificati verdi" trattenuti verranno via via "sbloccati" a partire dal 1° gennaio 2018 e comunque non oltre il 31 dicembre 2020, con modalità ancora da definire. Nel frattempo il Governo, su indicazioni dell'ANRE, ha portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2014 dal 15% previsto dalla precedente normativa all'11,1% (per il 2015 dal 16% previsto dalla precedente normativa all'11,9%). In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo. La legge è stata approvata dalla Commissione Europea - DG Competition nel mese di maggio. Gli impianti eolici operativi dopo il 1° gennaio 2014 sono invece sottoposti alla decurtazione del numero di 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.

¹⁴ Decreto 270/2014 di approvazione della Legge 23/2014, che approva l'Ordinanza di Emergenza 57/2013, che modifica e integra la Legge 220/2008 per il sistema di incentivazione dei "certificati verdi".

Relativamente ai parchi detenuti da LUKERG Renew in Romania, si segnala che il parco di Gebeleisis (70 MW, 35 MW quota ERG) accede al regime di incentivazione che prevede il riconoscimento di 2 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, e il relativo decreto è in vigore da gennaio 2015. Il 4 maggio 2015 infine la DG Competition ha finalmente approvato gli emendamenti alla Legge rinnovabili adottati dal Parlamento nel 2014. La Commissione ha sottolineato come lo schema di Certificati Verdi rumeno comporta la sussistenza di un aiuto di Stato. Quest’ultimo tuttavia e’ stato giudicato compatibile con la Legislazione vigente e in particolare con le linee guida della medesima Direzione generale in materia di Aiuti di Stato in ambito energetico e Ambientale adottate nell’aprile del 2014.

Sintesi dei risultati a valori correnti adjusted del periodo

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

Anno		1° trimestre	
		2015	2014
2014	Risultati economici		
349	Ricavi della gestione caratteristica	118	108
267	Margine operativo lordo a valori correnti⁽¹⁾	95	86
(137)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(33)	(32)
131	Risultato operativo netto a valori correnti⁽¹⁾	62	54
38	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	11	8
	Principali dati finanziari⁽²⁾		
1.701	Capitale investito netto	1.687	1.808
636	Patrimonio netto	669	656
1.065	Indebitamento finanziario netto totale	1.018	1.152
1.120	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	1.125	1.162
76%	EBITDA Margin %⁽⁴⁾	81%	79%

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

⁽²⁾ dati relativi al Consolidato ERG Renew

⁽³⁾ al lordo delle disponibilità liquide

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

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

Anno		1° trimestre	
		2015	2014
2014	Margine operativo lordo a valori correnti		
233	Italia	84	74
12	Germania	3	4
8	Francia	3	3
4	Bulgaria (50%)	2	1
10	Romania (50%)	3	3
267	Totale	95	86

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

Per quanto riguarda l'incremento dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 48,3 Euro/MWh, inferiore al valore di 51,0 Euro/MWh registrato nell'analogo periodo del 2014, ed inferiore al prezzo unico nazionale (51,9 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 più che compensata dall'incremento del valore stimato dei "certificati verdi", pari a 101,6 Euro/MW, in aumento rispetto al valore di 96,3 Euro/MWh stimato nel primo trimestre del 2014, alla luce del sistema di incentivazione che compensa le variazioni di prezzo dell'energia elettrica. Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei certificati verdi, è stato pari a 149,9 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 147,3 Euro/MWh del 2014.

Il ricavo medio unitario dei parchi esteri nel primo trimestre del 2015, è stato pari a circa 87,1 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 93,6 Euro/MWh registrato nell'esercizio precedente, a causa principalmente della diversa ripartizione della produzione tra i vari paesi.

Il margine operativo lordo a valori correnti adjusted del primo trimestre 2015 è pari a complessivamente a 95 milioni, in ulteriore crescita rispetto agli 86 milioni dell'esercizio precedente. Più in dettaglio, l'incremento è riconducibile ai migliori risultati registrati dai parchi eolici italiani, grazie alle maggiori produzioni e a maggiori ricavi unitari, mentre il contributo dei parchi esteri è risultato complessivamente in linea con l'analogo periodo del 2014, grazie ai maggiori risultati in Bulgaria, che hanno sostanzialmente compensato i minori risultati registrati in Germania.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari all'81%, in crescita rispetto al 79% registrato nel primo trimestre del 2014. Tale indicatore di marginalità è risultato in crescita grazie al sopra descritto incremento dei ricavi in Italia, attestandosi su un valore assoluto molto elevato anche grazie alle efficienze in termini di costi derivanti dalle accresciute dimensioni aziendali ed al processo di internalizzazione delle attività di O&M.

Anno 2014	Potenza installata (MW)	1° trimestre	
		2015	2014
1.087	Italia	1.087	1.086
	di cui		
239	Campania	239	239
120	Calabria	120	120
249	Puglia	249	249
79	Molise	79	79
89	Basilicata	89	89
198	Sicilia	198	198
111	Sardegna	111	111
2	Altre	2	2
254	Estero	254	253
	di cui		
86	Germania	86	86
64	Francia	64	64
27	Bulgaria (50%)	27	27
77	Romania (50%)	77	76
1.341	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.341	1.340

⁽¹⁾ potenza impianti in esercizio a fine periodo

La potenza in esercizio al 31 marzo è pari a 1.341 MW, in linea sia con il dato al 31 dicembre 2014 che al 31 marzo 2014.

Anno 2014	Produzioni (GWh)	1° trimestre	
		2015	2014
2.051	Italia	680	636
	di cui		
453	Campania	138	143
249	Calabria	75	62
502	Puglia	150	147
163	Molise	54	53
173	Basilicata	59	47
313	Sicilia	126	113
198	Sardegna	78	71
-	Altre	-	-
529	Estero	180	169
	di cui		
144	Germania	49	48
122	Francia	44	47
67	Bulgaria (50%)	26	18
196	Romania (50%)	62	56
2.580	Produzioni complessive parchi	860	805

Nel primo trimestre del 2015 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 860 GWh, in crescita rispetto al primo trimestre 2014 (805 GWh), con una produzione in aumento circa del 7% sia in Italia (da 636 GWh a 680 GWh) che all'estero (da 169 GWh a 180 GWh).

L'incremento in Italia è legato a condizioni anemologiche superiori a quelle del primo trimestre 2014, che erano risultate molto inferiori alla media storica; è stata registrata una maggiore ventosità in quasi tutte le Regioni, in particolare in Basilicata, Sicilia e Calabria, con la sola eccezione della Campania. Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 11 GWh è attribuibile principalmente alle maggiori produzioni di Bulgaria e Romania, che hanno più che compensato la minor produzione riscontrata in Francia.

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

Anno	Load Factor %	1° trimestre	
		2015	2014
22%	Italia	29%	27%
	di cui		
22%	Campania	27%	28%
24%	Calabria	29%	24%
23%	Puglia	28%	27%
23%	Molise	32%	31%
22%	Basilicata	31%	24%
18%	Sicilia	30%	26%
20%	Sardegna	32%	29%
n.a.	Altre	n.a.	5%
24%	Estero	33%	31%
	di cui		
19%	Germania	26%	26%
22%	Francia	31%	34%
28%	Bulgaria (50%)	45%	31%
29%	Romania (50%)	37%	34%
22%	Load factor ⁽¹⁾	30%	28%

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

Il load factor complessivo del primo trimestre del 2015, pari al 30%, è risultato superiore a quello del 2014, a seguito delle migliori condizioni anemologiche riscontrate sia in Italia, con un load factor in aumento dal 27% al 29%, che all'estero, dove il load factor è passato dal 31% al 33% grazie in particolare agli ottimi risultati riscontrati in Bulgaria e in Romania.

LUKERG Renew

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

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

Per quanto riguarda la Bulgaria, il parco eolico di Tcherga (40 MW) è pienamente operativo da Dicembre 2009 e si trova nella regione di Dobrich; il parco eolico di Hrabrovo (14 MW) si trova nella regione di Dobrich ed è pienamente operativo da marzo 2012.

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

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

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

Anno 2014		1° trimestre	
		2015	2014
28	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	10	9
(16)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(4)	(3)
12	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	6	6
4	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	-	1
	Potenza installata:		
54	Bulgaria	54	54
154	Romania	154	152

⁽¹⁾ 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 primo trimestre 2015 è stato pari a circa 10 milioni, in leggero aumento rispetto a quello registrato nel 2013 (9 milioni) principalmente a seguito delle maggiori produzioni nel periodo, in particolare in Bulgaria, solo in parte compensate da un minor riconoscimento di Certificati Verdi in Romania.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di LUKERG Renew al 31 marzo 2015 risulta pari a 274 milioni, in diminuzione rispetto ai 277 milioni al 31 dicembre 2014. La quota a medio lungo termine ammonta a 272 milioni di cui circa 148 relativi a project finance e 124 a finanziamenti verso i soci.

Power

Mercato di riferimento

Anno 2014	Mercato elettrico Italia (GWh) ⁽¹⁾	1° trimestre	
		2015	2014
309.006	Domanda	78.117	78.193
2.254	Consumo pompaggi	450	736
43.703	Import/Export	13.504	13.392
267.557	Produzione interna ⁽²⁾	65.063	65.537
	di cui		
165.684	Termoelettrica	44.484	42.709
101.873	Rinnovabile	20.579	22.828
	Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
52,1	PUN ⁽³⁾	51,9	52,5

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

⁽²⁾ produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

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

La domanda di energia elettrica¹⁵ del sistema elettrico nazionale nel primo trimestre 2015 è stata pari a 78,1 TWh, in linea con i valori registrati nel primo trimestre 2014. Per quanto riguarda la Sicilia, zona di mercato di riferimento per il settore Power del Gruppo ERG, si è registrato un lieve incremento della domanda rispetto al primo trimestre del 2014 (+1,1%), con il fabbisogno della regione di circa 4,9TWh.

Nei primi tre mesi del 2015 la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 65,1 TWh, in calo dello 0,7% rispetto al 2014, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 13,5 TWh (+0,8% rispetto al 2014). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 68% da centrali termoelettriche e per il restante 32% da fonti rinnovabili. Rispetto al primo trimestre 2014 si evidenzia un lieve incremento delle produzioni da fonte termoelettrica (+4%) ed un minor contributo delle fonti rinnovabili (-10%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione idroelettrica (-26%), compensato parzialmente dagli incrementi delle altre fonti, in particolare eolico (+13%) e fotovoltaico (+10%).

Il valore medio del PUN nel primo trimestre del 2015 si è attestato a 51,9 Euro/MWh, in discesa dell'1,1% rispetto al valore rilevato nel primo trimestre del 2014 (52,5 Euro/MWh).

Evoluzione del quadro normativo di riferimento: l'emendamento Mucchetti

L'art. 23, comma 3-bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 stabilisce che dal 1° gennaio 2015, sino all'entrata in operatività del raddoppio dell'elettrodotto "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente: (i) le unità di produzione di energia elettrica in zona Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UESSE);

¹⁵ Inclusive le perdite rete e al netto dell'energia elettrica destinata ai pompaggi.

(ii) l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del Decreto Legge 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico.

In esecuzione a quanto disposto dal citato Decreto Legge, in data 24 ottobre 2014 l'Autorità ha pubblicato la deliberazione n. 521/2014/R/EEL, relativa a disposizioni sugli impianti essenziali in Sicilia, volta a regolare, fra gli altri aspetti, i criteri di offerta e remunerazione delle unità definite essenziali ai sensi del Decreto Legge.

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

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

Il termine di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al D.L. 91/2014, ossia l'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente, è stimato essere il 31.12.2015 (fonte Terna, comunicazione del 30 aprile 2015 ai sensi della menzionata Delibera AEEGSI n. 667/2014/R/EEL). Per quanto riguarda ERG Power, il quadro regolatorio descritto ha avuto un impatto significativo sui mercati dell'energia a pronti, in virtù del vincolo di offerta da parte delle unità di produzione UESSE a prezzi non superiori al proprio Costo Variabile Riconosciuto. Il differenziale di prezzo fra la zona Sicilia ed il PUN ha registrato, conseguentemente, nel primo trimestre 2015 una forte contrazione rispetto allo stesso periodo del 2014.

Gli effetti sui ricavi nei mercati a pronti (MGP, MI ed MSD) sono, tuttavia, mitigati dal corrispettivo amministrato riconosciuto alle Unità Essenziali a reintegro dei costi di generazione, a copertura dei costi fissi operativi e di investimento, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito che, ai fini del presente Resoconto intermedio sulla gestione, sono stati stimati con un'ottica prudentiale.

Sintesi dei principali risultati del periodo

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

Anno 2014 proforma	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
678	Ricavi da terzi	160	175
1	Ricavi infrasettori	-	-
679	Ricavi della gestione caratteristica	160	175
100	Margine operativo lordo a valori correnti⁽¹⁾	22	29
(29)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(7)	(7)
71	Risultato operativo netto a valori correnti⁽¹⁾	15	21
13	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	3
15%	EBITDA Margin %	14%	16%

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

Fonti e impieghi di energia elettrica ⁽¹⁾

Anno 2014 proforma	Fonti di energia elettrica (GWh)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
2.622	ERG Power Generation - produzione	614	600
3.529	ERG Power Generation - acquisti	1.192	796
6.151	Totale	1.806	1.396

Anno 2014 proforma	Impieghi di energia elettrica (GWh)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
532	EE venduta a clienti sito Priolo	129	136
2.015	EE venduta a IREN	497	497
3.604	EE venduta Wholesale	1.181	764
6.151	Totale	1.806	1.396

⁽¹⁾ le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni dell'impianto CCGT e gli acquisti effettuati sul mercato all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate sul mercato tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti e a termine. I valori comparativi del 2014 che nelle precedenti relazioni rappresentavano il saldo netto dell'energia comprata e rivenduta sui mercati wholesale, sono stati coerentemente riclassificati. Sono invece escluse nei dati sopra indicati le vendite dell'energia eolica acquistata dalle controllate del settore rinnovabili

ERG business unit Power ed ERG Power

Nel corso del primo trimestre del 2015 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è risultata pari a 614 GWh, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2014 (600 GWh). La fornitura netta¹⁶ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è stata pari a circa 208 migliaia di tonnellate, in riduzione rispetto alle 264 migliaia di tonnellate nel primo trimestre del 2014; considerando anche il vapore somministrato ai Clienti captive, circa un terzo della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo.

Il margine operativo lordo del primo trimestre del 2015 è risultato pari a 22 milioni, in calo di circa 7 milioni rispetto a quello registrato nello stesso periodo del 2014, principalmente a causa del descritto cambiamento del quadro normativo di riferimento. Quest'ultimo ha comportato una riduzione del prezzo zonale a seguito delle mutate condizioni di offerta degli operatori vincolate ai loro livelli massimi di Costo Variabile Riconosciuto, nonché alla riduzione della volatilità del prezzo zonale che ha di fatto ridotto i vantaggi economici derivanti dalla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Tali effetti negativi sono stati in parte compensati sia dai migliori margini di generazione per effetto del minor costo del gas sia dal corrispettivo amministrato riconosciuto alle Unità Essenziali a reintegro dei costi di generazione, a copertura dei costi fissi operativi e di investimento, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

¹⁶ Si intende la cessione di vapore al sito industriale di Priolo Gargallo escluse le perdite di rete, al netto dei ritiri di vapore dai medesimi clienti.

I risultati comunque positivi, seppure in un contesto di scenario di mercato Italia in deciso peggioramento per gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas, riflettono inoltre l'efficacia della gestione dell'energia con l'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo e la vendita di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo mediante accordi di lungo periodo. Nel primo trimestre 2015 l'impianto ha beneficiato dell'elevata affidabilità ed efficienza produttiva, perseguite attraverso interventi mirati di investimento.

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

Si segnala che uno dei due moduli dell'impianto CCGT ha iniziato la fermata generale programmata a metà del mese di marzo, conclusa come previsto a metà del mese di aprile.

Investimenti

Nel primo trimestre 2015 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 13 milioni (12 milioni nel primo trimestre 2014 proforma) di cui 12,4 milioni relativi ad immobilizzi materiali (11 milioni nel primo trimestre 2014 proforma) e 0,4 milioni ad immobilizzi immateriali (1 milione nel primo trimestre 2014 proforma).

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

Anno 2014 proforma	(milioni di Euro)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
38	Rinnovabili ⁽¹⁾	11	8
13	Power	2	3
3	Corporate	-	-
53	Totale	13	12

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

Rinnovabili

Gli investimenti del 2015 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 prime attività volte all'avvio della costruzione di due ulteriori parchi eolici in Polonia (con un capacità prevista di 14 MW e 24 MW rispettivamente), la cui realizzazione è prevista concludersi entro la fine dell'esercizio.

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.

TotalErg

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

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

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

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

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

Sintesi dei principali risultati di TotalErg

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

Anno		1° trimestre	
		2015	2014
2014	Risultati economici (milioni di Euro)		
93	Margine operativo lordo a valori correnti⁽¹⁾	22	4
(87)	Ammortamenti e svalutazioni	(20)	(21)
6	Risultato operativo netto a valori correnti⁽¹⁾	2	(17)
(10)	Risultato netto a valori correnti⁽²⁾	(6)	(17)
66	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	11	11
	Principali dati finanziari (milioni di Euro)		
532	Capitale investito netto	710	830
252	Patrimonio netto	254	351
252	Indebitamento finanziario netto totale	456	479

⁽¹⁾ i dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa -4 milioni nel primo trimestre 2015 (+18 nel primo trimestre 2014) e non includono poste non caratteristiche pari a circa +6 milioni nel primo trimestre 2015 (-1 milione nel primo trimestre 2014)

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

Il margine operativo lordo del primo trimestre 2015 è pari a circa 22 milioni, in forte miglioramento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno.

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati, pur in presenza di una domanda in ulteriore contrazione e margini di mercato in calo, sono risultati superiori all'analogo periodo dell'esercizio precedente, grazie alle azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società ed al processo di ristrutturazione della rete carburanti, che ha visto una riduzione dei punti vendita con una particolare attenzione agli impianti di proprietà a maggior erogato medio. Al 31 marzo 2015 la Rete TotalErg in Italia è costituita da 2.704 impianti (di cui 1.678 sociali e 1.026 convenzionati), rispetto ai 2.932 al 31 marzo 2014 e ai 2.701 al 31 dicembre 2014. Si segnala che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti.

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

te la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL. In questi settori il risultato economico del trimestre è stato superiore a quello dello scorso anno grazie sia a maggiori quantità vendute, ad esclusione della flessione nelle vendite di GPL, cui si sono accompagnati margini di contribuzioni generalmente superiori a quelli del primo trimestre del 2014.

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

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

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

Margini e lavorazioni

Anno		1° trimestre	
		2015	2014
2014	Margini unitari di contribuzione a valori correnti ⁽¹⁾		
0,56	\$/barile	3,54	0,30
0,42	Euro/barile	3,14	0,22
3,2	Euro/tonnellata ⁽²⁾	23,2	1,6
1.275	Volumi lavorati (ktons) ⁽³⁾	387	366

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

⁽²⁾ fattore di conversione barile/tonnellata pari a 7,372 nel primo trimestre 2015 (7,452 nel primo trimestre 2014)

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

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

Le lavorazioni effettuate nel primo trimestre del 2015 ammontano a 387 migliaia di tonnellate, in lieve aumento rispetto alle 366 migliaia lavorate nello stesso periodo dell'anno precedente.

Per quanto concerne la riconversione della Raffineria di Roma, sono state completate, nel pieno rispetto dei tempi programmati, le attività previste per la trasformazione in polo logistico, in particolare quelle di adeguamento del parco serbatoi e dei terminali marittimi. Il raggiungimento della configurazione target sta consentendo di ottimizzare le operazioni di ricezione di prodotti via mare nonché lo stoccaggio e le spedizioni dei prodotti finiti. Inoltre, la maggiore flessibilità ed efficienza del polo logistico così dimensionato stanno cominciando a consentire di cogliere nuove opportunità di business, con il movimentato del terminale che nel 1° trimestre 2015 è risultato in crescita del 28% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (dato "normalizzato" per neutralizzare l'effetto maltempo straordinario che si era verificato a inizio 2014).

Investimenti

Nel primo trimestre del 2015 sono stati effettuati investimenti per circa 11 milioni, sostanzialmente in linea rispetto all'analogo periodo del 2014 (11 milioni).

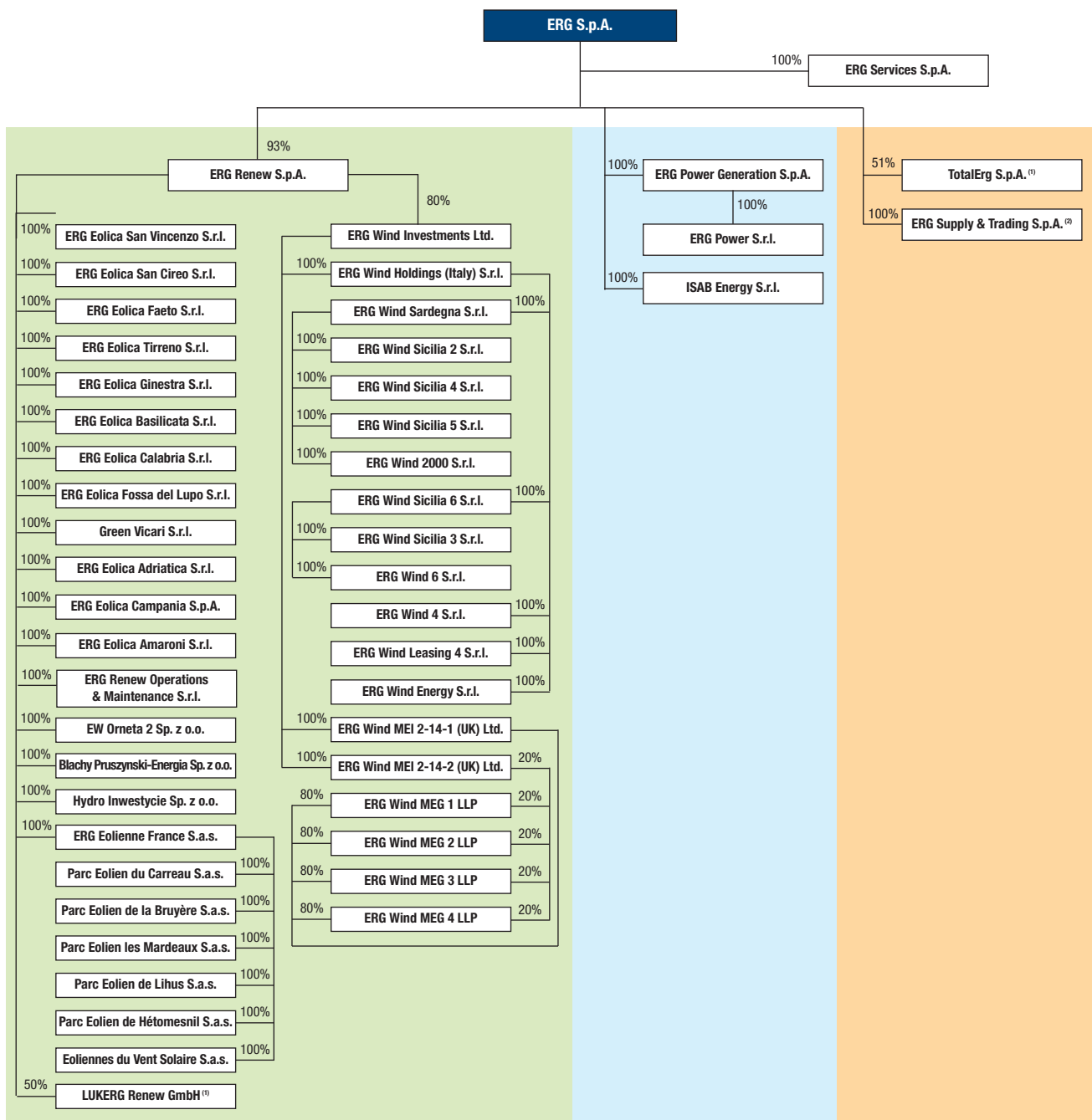
La maggior parte di tali investimenti (circa il 58%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc), e le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Prospetti contabili

Area di consolidamento integrale e aree di business

Nella tabella sottostante è riportata l'area di consolidamento al 31 marzo 2015.

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



(1) società valutate col metodo del patrimonio netto

(2) si segnala che in data 23 marzo 2015 è stato depositato il Progetto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Conto economico

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

Anno 2014 proforma	Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	1° trimestre	
		2015	2014 proforma
998,9	Ricavi della gestione caratteristica	267,3	273,6
25,7	Altri ricavi e proventi	1,7	2,6
1.024,6	RICAVI TOTALI	269,0	276,2
(491,6)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(118,6)	(123,2)
(220,2)	Costi per servizi e altri costi operativi	(44,3)	(50,1)
312,9	MARGINE OPERATIVO LORDO	106,1	102,9
(160,0)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(38,7)	(37,6)
(59,6)	Proventi (oneri) finanziari netti	(13,4)	(10,7)
(65,0)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	1,6	(12,3)
28,2	Risultato prima delle imposte	55,7	42,3
(44,1)	Imposte sul reddito	(15,3)	(16,6)
(15,9)	Risultato d'esercizio	40,4	25,7
(2,9)	Risultato di azionisti terzi	(2,5)	(2,0)
(18,7)	Risultato netto di Gruppo	37,9	23,7

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi nel primo trimestre 2015 sono pari a 267 milioni rispetto ai 276 milioni del primo trimestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- i ricavi dell'**Energia – Rinnovabili** risultano superiori rispetto al primo trimestre 2014 prevalentemente grazie alle maggiori produzioni del periodo;
- il decremento dei ricavi dell'**Energia – Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita;

Altri ricavi e proventi

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

Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

La voce risulta in lieve diminuzione (-7 milioni) rispetto ai dati 2014 proforma.

La variazione delle rimanenze risulta non significativa.

Costi per servizi e altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dei prodotti e dell'energia elettrica), i costi per utilities, per consulenze (ordinarie e legate a operazioni straordinarie), assicurativi e per servizi forniti da terzi.

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

La voce risulta in lieve diminuzione (-6 milioni) rispetto ai dati 2014 proforma.

Ammortamenti e svalutazioni

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

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti nel primo trimestre 2015 sono pari a 13 milioni, rispetto ai 11 milioni registrati nel primo trimestre 2014 proforma. L'incremento è imputabile principalmente ai minori proventi da cash management parzialmente compensati dai minori interessi passivi bancari sia a breve che a medio lungo termine. Il decremento dei proventi finanziari è dovuto alla riduzione dei tassi di mercato che è stata solo parzialmente compensata dall'incremento del volume medio della liquidità gestita.

Nel dettaglio la voce include principalmente proventi finanziari netti a breve termine per circa 3 milioni di euro (5 milioni di Euro nel 2014) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità, ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 16 milioni di Euro (19 milioni di Euro nel 2014); i valori a medio e lungo termine riflettono anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi. Si evidenzia inoltre che il primo trimestre 2014 includeva proventi derivanti da differenze cambio per circa 1 milione.

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

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

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

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito nel primo trimestre del 2015 sono pari a 15 milioni (17 milioni nel primo trimestre 2014 proforma).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 27% (39% nel primo trimestre 2014 proforma).

Il tax rate a valori correnti adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 29% (35% nel 2014).

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

Proforma dei dati economici 2014

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due Il confronto dei risultati del primo trimestre del 2015 con quelli del corrispondente periodo del 2014 risente del cambiamento del perimetro di Gruppo ed in particolare:

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

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

	1° trimestre 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	Intercompany	1° trimestre 2014 proforma
Conto Economico reported						
Ricavi della gestione caratteristica	439,1	(30,6)	(150,9)	-	16,0	273,6
Altri ricavi e proventi	7,3	(0,1)	(2,4)	(3,6)	1,4	2,6
Ricavi totali	446,4	(30,8)	(153,3)	(3,6)	17,3	276,2
Costi per acquisti	(261,6)	26,8	69,1	47,6	(5,2)	(123,4)
Variazioni delle rimanenze	52,8	(0,6)	0,8	(52,8)	-	0,1
Costi per servizi e altri costi operativi	(60,1)	4,0	22,2	6,0	(12,1)	(40,0)
Costi del lavoro	(17,1)	0,2	5,9	0,9	-	(10,1)
Margine operativo lordo	160,4	(0,4)	(55,2)	(1,9)	-	102,9
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(51,4)	1,2	12,6	-	-	(37,6)
Risultato operativo	108,9	0,9	(42,6)	(1,9)	-	65,3
Proventi (oneri) finanziari netti	(11,7)	(0,1)	0,2	0,9	-	(10,7)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(12,3)	-	-	-	-	(12,3)
Risultato prima delle imposte	85,0	0,8	(42,5)	(1,0)	-	42,3
Imposte sul reddito	(33,3)	(0,3)	16,4	0,6	-	(16,6)
Risultato prima degli interessi di terzi	51,7	0,5	(26,1)	(0,4)	-	25,7
Risultato di azionisti terzi	(14,6)	-	12,6	-	-	(2,0)
Risultato netto di competenza del Gruppo	37,1	0,5	(13,5)	(0,4)	-	23,7

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

Situazione patrimoniale

31.03.2014	Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	31.03.2015	31.12.2014
2.753,6	Capitale immobilizzato	2.102,2	2.120,3
307,8	Capitale circolante operativo netto	210,4	189,6
(5,0)	Trattamento di fine rapporto	(4,3)	(4,7)
428,0	Altre attività	343,8	344,3
(659,1)	Altre passività	(637,0)	(600,5)
2.825,3	Capitale investito netto	2.015,1	2.049,0
1.801,4	Patrimonio netto di Gruppo	1.708,1	1.671,5
279,5	Patrimonio netto di terzi	49,7	47,4
744,4	Indebitamento finanziario netto	257,3	330,1
2.825,3	Mezzi propri e debiti finanziari	2.015,1	2.049,0

Al 31 marzo 2015 il capitale investito netto ammonta a 2.015 milioni in lieve diminuzione rispetto al 31 dicembre 2014.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 13% (16% al 31 dicembre 2014).

Capitale immobilizzato

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

Capitale circolante operativo netto

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

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuto principalmente a fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante.

Altre attività

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

Altre passività

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

Indebitamento finanziario netto

31.03.2014	Riepilogo indebitamento del Gruppo (milioni di Euro)	31.03.2015	31.12.2014
1.461,4	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.329,4	1.313,9
(717,0)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(1.072,1)	(983,8)
744,4	Totale	257,3	330,1

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

31.03.2014	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine (milioni di Euro)	31.03.2015	31.12.2014
117,6	Debiti verso banche a medio-lungo termine	13,6	13,6
(87,3)	Quota corrente mutui e finanziamenti	(13,6)	(13,6)
186,7	Debiti finanziari a medio-lungo termine	191,5	181,1
217,1	Totale	191,5	181,1
1.367,3	Project Financing a medio-lungo termine	1.302,5	1.297,3
(122,9)	Quota corrente Project Financing	(164,7)	(164,5)
1.244,3	Totale Project Financing	1.137,8	1.132,8
1.461,4	TOTALE	1.329,4	1.313,9

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 192 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014).

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

- finanziamenti per 1.125 milioni erogati a società del settore Energia - Rinnovabili per la costruzione di parchi eolici di cui 632 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 112 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:

31.03.2014	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine (milioni di Euro)	31.03.2015	31.12.2014
253,8	Debiti verso banche a breve termine	39,9	60,3
87,3	Quota corrente mutui e finanziamenti	13,6	13,6
11,8	Altri debiti finanziari a breve termine	12,9	6,0
352,9	Passività finanziarie a breve termine	66,4	79,8
(897,7)	Disponibilità liquide	(1.057,7)	(1.047,3)
(122,0)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(32,9)	(58,8)
(1.019,6)	Attività finanziarie a breve termine	(1.090,6)	(1.106,1)
122,9	Project Financing a breve termine	164,7	164,5
(173,2)	Disponibilità liquide	(212,6)	(122,0)
(50,3)	Project Financing	(47,9)	42,5
(717,0)	TOTALE	(1.072,1)	(983,8)

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.

Le disponibilità liquide sono in linea rispetto al 31 dicembre 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		1° trimestre	
		2015	2014
2014	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ D'ESERCIZIO (milioni di Euro)		
292,1	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	81,0	131,8
(52,1)	Pagamento di imposte sul reddito	-	-
57,9	Variazione circolante operativo netto	(21,2)	(18,3)
46,5	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	32,8	(43,4)
344,4	Totale	92,7	70,1
	FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO		
(31,6)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(12,1)	(10,4)
13,8	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	0,5	(12,2)
-	Incasso per cessione quote ISAB	-	-
515,0	Incasso per risoluzione convenzione CIP 6	-	-
497,3	Totale	(11,6)	(22,7)
	FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO		
(164,9)	Dividendi distribuiti	-	(22,1)
(202,5)	Altre variazioni patrimonio	(1,4)	37,7
(367,4)	Totale	(1,4)	15,6
3	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(6,9)	-
477,4	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	72,8	63,1
807,5	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	330,1	807,5
(477,4)	VARIAZIONE DEL PERIODO	(72,8)	(63,1)
330,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	257,3	744,4

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

⁽²⁾ la variazione dell'area di consolidamento nel primo trimestre 2015 si riferisce al consolidamento integrale di Hydro Inwestycje Sp. z o.o. e della società Blachy Pruszyński-Energia Sp. z o.o.

La diminuzione dell'indebitamento di 73 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuta principalmente al flusso di cassa del periodo parzialmente compensato dagli investimenti del trimestre e all'incasso di rimborsi legati a certificati ambientali degli anni precedenti.

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

Indicatori alternativi di performance

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

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

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

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

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹⁷ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

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

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

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

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

Si precisa che a partire dalla presente Resoconto i risultati operativi adjusted non includeranno più il contributo della joint venture Totalerg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

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

¹⁷ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla joint venture TotalErg.

Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti adjusted

Anno 2014 proforma		1° trimestre	
		2015	2014 proforma
312,8	MARGINE OPERATIVO LORDO		
	Margine operativo lordo	106,1	102,9
-	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	-	-
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
	<i>Corporate</i>		
6,4	Oneri accessori operazioni su ISAB Energy ed ISAB Energy Services	-	-
0,2	Oneri accessori altre operazioni	-	-
8,7	Oneri per riorganizzazione societaria	-	-
	<i>Rinnovabili</i>		
0,4	Oneri accessori operazioni straordinarie	0,2	-
328,6	Margine operativo lordo a valori correnti	106,3	102,9
14,0	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	4,9	4,5
342,6	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	111,2	107,4

Anno 2014 proforma		1° trimestre	
		2015	2014 proforma
(160,0)	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
	Ammortamenti e svalutazioni	(38,7)	(37,6)
(160,0)	Ammortamenti a valori correnti	(38,7)	(37,6)
(7,9)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(2,0)	(1,7)
(167,9)	Ammortamenti a valori correnti adjusted	(40,7)	(39,3)

Anno 2014 proforma		1° trimestre	
		2015	2014 proforma
168,6	RISULTATO OPERATIVO NETTO		
	Risultato operativo netto a valori correnti	67,6	65,3
6,1	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	3,0	2,8
174,7	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	70,6	68,1

Anno 2014 proforma		1° trimestre	
		2015	2014 proforma
(18,7)	RISULTATO NETTO DI GRUPPO		
	Risultato netto di Gruppo	37,9	23,7
45,5	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	(1,4)	5,8
	Esclusione Poste non caratteristiche:		
5,0	Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite	-	-
4,6	Esclusione Altri proventi (oneri) accessori su ISAB Energy ed ISAB Energy Services	-	-
14,6	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	(2,4)	0,2
(2,0)	Esclusione per contributi ed altri proventi (oneri) anni precedenti	-	-
(3,5)	Esclusione contributo L. 488 ERG S.p.A.	-	-
2,9	Esclusione differenze cambio ex Div. Refining & Marketing	-	-
0,2	Esclusione oneri accessori altre operazioni	0,1	-
11,6	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	-	-
60,3	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	34,2	29,7

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

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

Riconciliazione con indebitamento finanziario netto adjusted

31.03.2014 proforma		31.03.2015	31.12.2014 proforma
744,4	Indebitamento finanziario netto	257,3	330,1
58,8	<i>Posizione finanziaria netta di LUKERG Renew</i>	77,8	79,3
803,2	Indebitamento finanziario netto adjusted	335,0	409,5

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

Riconciliazione valori adjusted proforma 1° trimestre 2014

(milioni di Euro)	1° trimestre 2014	Esclusione contributo 1° trimestre 2014 di:				1° trimestre 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg Intercompany	
Ricavi della gestione caratteristica						
Rinnovabili	108	-	-	-	-	108
Power	356	-	(151)	-	(30)	175
Downstream integrato	741	(31)	-	-	(711)	-
Corporate	7	-	-	-	-	7
Ricavi infrasettori	(175)	-	-	-	165	(11)
Totale ricavi adjusted	1.037	(31)	(151)	-	(711)	280
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	(592)	-	-	-	711	-
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	(6)	-	-	-	-	(6)
Totale ricavi della gestione caratteristica	439	(31)	(151)	-	-	274
Margine operativo lordo						
Rinnovabili	86	-	-	-	-	86
Power	84	-	(55)	-	-	29
Downstream integrato	5	(1)	-	(2)	(2)	-
Corporate	(7)	-	-	-	-	(7)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	168	(1)	(55)	(2)	(2)	107
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	(2)	-	-	-	2	-
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	(4)	-	-	-	-	(4)
Margine operativo lordo a valori correnti	161	(1)	(55)	(2)	-	103
<i>Poste non caratteristiche</i>	(1)	1	-	-	-	-
Margine operativo lordo	160	-	(55)	(2)	-	103
Ammortamenti e svalutazioni						
Rinnovabili	(32)	-	-	-	-	(32)
Power	(20)	-	13	-	-	(7)
Downstream integrato	(12)	1	-	-	11	-
Corporate	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(64)	1	13	-	11	(39)
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	11	-	-	-	(11)	-
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	2	-	-	-	-	2
Ammortamenti a valori correnti	(51)	1	13	-	-	(38)
Risultato operativo netto						
Rinnovabili	54	-	-	-	-	54
Power	64	-	(43)	-	-	21
Downstream integrato	(7)	-	-	(2)	9	-
Corporate	(8)	-	-	-	-	(8)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	104	-	(43)	(2)	9	68
<i>Contributo 51% di TotalErg a valori correnti</i>	9	-	-	-	(9)	-
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	(3)	-	-	-	-	(3)
Risultato operativo netto a valori correnti	110	-	(43)	(2)	-	65
Risultato netto						
Risultato netto	52	1	(26)	-	-	26
di cui Risultato netto di Gruppo	37	1	(14)	-	-	24
di cui Risultato netto di azionisti terzi	15	-	(13)	-	-	2
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	44	-	(14)	-	-	30
Investimenti in immob. materiali e immateriali						
Rinnovabili	8	-	-	-	-	8
Power	4	-	-	-	-	3
Downstream integrato	6	-	-	-	(6)	-
Corporate	-	-	-	-	-	-
Totale investimenti adjusted	18	-	-	-	(6)	12
<i>Investimenti di TotalErg (51%)</i>	(6)	-	-	-	6	-
<i>Investimenti di LUKERG Renew (50%)</i>	-	-	-	-	-	-
Totale investimenti	12	-	-	-	-	11
Net debt						
Indebitamento finanziario netto adjusted	1.048				(244)	803

Riconciliazione valori adjusted proforma anno 2014

(milioni di Euro)	Esclusione contributo anno 2014 di:						Anno 2014 proforma
	Anno 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg	Intercompany	
Ricavi della gestione caratteristica							
Rinnovabili	349	-	-	-	-	-	349
Power	1.164	-	(299)	-	-	(185)	679
Downstream integrato	3.098	(124)	-	-	(2.974)	-	-
Corporate	30	-	-	-	-	-	30
Ricavi infrasettori	(291)	-	-	-	-	254	(38)
Totale ricavi adjusted	4.350	(124)	(299)	-	(2.974)	68	1.021
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(2.958)	-	-	-	2.974	(16)	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(22)	-	-	-	-	-	(22)
Totale ricavi della gestione caratteristica	1.369	(124)	(299)	-	-	52	999
Margine operativo lordo							
Rinnovabili	267	-	-	-	-	-	267
Power	204	-	(104)	-	-	-	100
Downstream integrato	44	(5)	-	8	(47)	-	-
Corporate	(24)	-	-	-	-	-	(24)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	491	(5)	(104)	8	(47)	-	343
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(47)	-	-	-	47	-	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(14)	-	-	-	-	-	(14)
Margine operativo lordo a valori correnti	429	(5)	(104)	8	-	-	329
Poste non caratteristiche	118	2	(146)	10	-	-	(16)
Margine operativo lordo	547	(2)	(250)	18	-	-	313
Ammortamenti e svalutazioni							
Rinnovabili	(137)	-	-	-	-	-	(137)
Power	(54)	-	25	-	-	-	(29)
Downstream integrato	(48)	4	-	-	44	-	-
Corporate	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(241)	4	25	-	44	-	(168)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	44	-	-	-	(44)	-	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	-	-	-	-	-	8
Ammortamenti a valori correnti	(189)	4	25	-	-	-	(160)
Risultato operativo netto							
Rinnovabili	131	-	-	-	-	-	131
Power	150	-	(79)	-	-	-	71
Downstream integrato	(5)	(1)	-	8	(3)	-	-
Corporate	(27)	-	-	-	-	-	(27)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	249	(1)	(79)	8	(3)	-	175
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(3)	-	-	-	3	-	-
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(6)	-	-	-	-	-	(6)
Risultato operativo netto a valori correnti	240	(1)	(79)	8	-	-	169
Risultato netto							
Risultato netto	73	1	(109)	19	-	-	(16)
di cui Risultato netto di Gruppo	48	1	(87)	19	-	-	(19)
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	-	(22)	-	-	-	3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	76	(1)	(27)	12	-	-	60
Investimenti in immob. materiali e immateriali							
Rinnovabili	38	-	-	-	-	-	38
Power	14	-	(1)	-	-	-	13
Downstream integrato	34	-	-	-	(34)	-	-
Corporate	3	-	-	-	-	-	3
Totale investimenti adjusted	89	-	(1)	-	(34)	-	53
Investimenti di TotalErg (51%)	(34)	-	-	-	34	-	-
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Totale investimenti	54	-	(1)	-	-	-	52
Net debt							
Indebitamento finanziario netto adjusted	538	-	-	-	(129)	-	409

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

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

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

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

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

Il Consiglio di Amministrazione ha confermato quale membro del Comitato Controllo e Rischi il Consigliere Massimo Belcredi e nominato, quali ulteriori membri, i Consiglieri Mara Anna Rita Caverni e Barbara Cominelli, ha confermato quale membro del Comitato Nomine e Compensi il Consigliere Paolo Francesco Lanzoni e nominato, quali ulteriori membri, i Consiglieri Mara Anna Rita Caverni e Silvia Merlo, ha confermato quali membri del Comitato Strategico, i Consiglieri Alessandro Garrone (Presidente), Giovanni Mondini, Luca Bettonte, Marco Costaguta e nominato, quale ulteriore membro, il Consigliere Luigi Ferraris.

L'Assemblea ha deliberato il pagamento di un dividendo di 0,50 Euro per azione 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.

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

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

Evoluzione prevedibile della gestione

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

Rinnovabili

Stando proseguendo nei primi mesi dell'esercizio la costruzione di un nuovo parco eolico in Polonia, della potenza installata di 42 MW, di cui è prevista l'entrata in esercizio a metà 2015, mentre si sta avviando la realizzazione di altri due parchi di 14 e 24 MW sempre in Polonia, con l'obiettivo di completare gli stessi entro la fine dell'esercizio per una potenza installata complessiva in Polonia di 80 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

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

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

Nel complesso per l'esercizio 2015 si attende un margine operativo lordo di circa 330 milioni leggermente inferiore rispetto ai 343 milioni del 2014 proforma a seguito principalmente della riduzione della redditività del CCGT in riferimento al regime amministrato per le "unità essenziali".

Rischi e incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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

Genova, 12 maggio 2015

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone




Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art.154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A. Paolo Luigi Merli dichiara ai sensi del comma 2 dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio sulla gestione, corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Genova, 12 maggio 2015

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



ERG S.p.A.

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

Sede Legale:
via De Marini, 1
16149 Genova

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

