



SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-21-2017	Data/Ora Ricezione 10 Novembre 2017 13:15:10	MTA
--	--	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 95795

Informazione
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN02 - Scollo

Tipologia : REGEM

Data/Ora Ricezione : 10 Novembre 2017 13:15:10

Data/Ora Inizio : 10 Novembre 2017 13:15:10

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva il Resoconto Intermedio
sulla Gestione al 30/09/17-The BoD
approves the Interim Management Report
at 30/09/17

Testo del comunicato

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.
approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2017**

Terzo trimestre 2017

- MOL consolidato a valori recurring¹: 98 milioni di Euro, 78 milioni nel 3° trim. 2016
- Risultato netto di Gruppo a valori recurring²: 26 milioni di Euro, 9 milioni nel 3° trim. 2016

Primi nove mesi 2017

- MOL consolidato a valori recurring: 356 milioni di Euro, 351 milioni nei 9 mesi 2016
- Risultato netto di Gruppo a valori recurring: 113 milioni di Euro, 83 milioni nei 9 mesi 2016

Genova, 10 novembre 2017 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi oggi, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2017.

Risultati finanziari consolidati recurring

III Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Primi nove mesi		
2017	2016	Var. %		2017	2016	Var. %
98	78	27%	MOL	356	351	2%
36	13	174%	Risultato operativo netto	168	158	7%
26	9	203%	Risultato netto di Gruppo	113	83	37%

	30.09.17	31.12.16	Variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.370	1.557	-187
Leverage ³	43%	47%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato: “i risultati del trimestre sono in forte crescita rispetto allo scorso anno sia nel segmento delle fonti programmabili che in quello delle non programmabili. Bene l'Eolico che ha registrato una buona ventosità sia all'estero che in Italia, dove ha beneficiato di uno scenario prezzi favorevole, ed anche l'Idroelettrico che sfruttando la propria flessibilità ha saputo cogliere i prezzi migliori compensando così la scarsa idraulicità del periodo. Buona anche la performance del Termoelettrico supportata fra l'altro dall'andamento dei prezzi dei Certificati Bianchi. Alla luce di tali risultati e prevedendo scenari prezzi ancora favorevoli nei prossimi mesi, abbiamo rivisto al rialzo la *Guidance* per fine anno. Prevediamo un EBITDA a 455 milioni di euro in linea con il risultato del 2016, ed un indebitamento finanziario netto in ulteriore riduzione a circa 1.300 milioni di euro, grazie alla maggiore generazione di cassa, ai 71 milioni di euro di dividendi distribuiti da TotalErg e ad investimenti previsti in riduzione a 100 milioni di euro. A seguito delle recenti operazioni straordinarie, ed auspicando una prossima e più chiara definizione del quadro regolatorio e competitivo per le aree geografiche di nostro interesse, anche con riferimento al tema del *repowering*, riteniamo opportuno riprogrammare la Presentazione del Piano Industriale nei primi mesi del 2018.”

¹ I risultati recurring non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche.

² Il risultato netto di Gruppo recurring non include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate.

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

Premessa

Si precisa che in data 23 febbraio 2017 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha deliberato, ai sensi dell'art. 82-ter del Regolamento Emittenti, di continuare a predisporre, in via volontaria, i resoconti intermedi di gestione (al 31 marzo e al 30 settembre) in linea con i contenuti dei resoconti intermedi degli esercizi precedenti, conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) – che verranno approvati e conseguentemente pubblicati in continuità con l'informativa fino ad oggi data al mercato, ovvero entro 45 giorni dalla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio.

I principi di consolidamento ed i criteri di valutazione applicati per il presente Resoconto sono gli stessi indicati nel Bilancio Consolidato 2016 a cui si fa rinvio.

Terzo trimestre

Risultati finanziari consolidati

Nel terzo trimestre 2017 i ricavi della gestione caratteristica, pari a 227 milioni, sono risultati in linea con il terzo trimestre 2016, a seguito principalmente delle maggiori produzioni eoliche rispetto all'analogo periodo del 2016, legate alle migliori condizioni meteo (ventosità) e dall'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che dei Titoli di Efficienza Energetica. Tali effetti sono stati compensati dai minori ricavi relativi ai parchi eolici usciti dal meccanismo incentivante al netto del recupero degli incentivi relativi alle mancate produzioni per fermi richiesti da Terna negli esercizi precedenti e dai minori ricavi legati alle minori produzioni dell'impianto CCGT.

Il **marginе operativo lordo recurring** si attesta a 98 milioni, in aumento rispetto ai 78 milioni registrati nel terzo trimestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti Non Programmabili: margine operativo lordo pari a 57 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (43 milioni), in conseguenza principalmente di una maggiore ventosità e produzione in tutte le geografie di pertinenza associato ad un generale andamento dei prezzi più favorevole in Italia oltreché da ulteriori azioni di efficienza sui costi.

Si segnala inoltre che circa l'88% (95% nel 2016) della produzione eolica in Italia nel terzo trimestre 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh), durante il quale tutta l'energia prodotta beneficiava degli incentivi.

Fonti Programmabili: margine operativo lordo di 42 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (36 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 19 milioni, in aumento rispetto ai 17 milioni dell'esercizio precedente grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli durante il trimestre nell'area Centro Nord in un contesto di idraulicità decisamente inferiore.

Il risultato del termoelettrico, pari a 23 milioni, risulta in aumento rispetto ai 19 milioni dell'analogo periodo del 2016, a seguito sia del miglior andamento dei prezzi di cessione dell'energia sia del contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento..

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 36 milioni (13 milioni nel terzo trimestre 2016) dopo ammortamenti per 62 milioni (65 milioni nel terzo trimestre 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 26 milioni, in forte crescita rispetto al risultato di 9 milioni del terzo trimestre 2016, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi, minori oneri finanziari netti e dei maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity).

Il **risultato netto di Gruppo**⁴ è stato pari a 30 milioni (19 milioni nel terzo trimestre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.370 milioni, in decremento di 144 milioni rispetto al 30 giugno 2017 (1.514 milioni) principalmente per il flusso di cassa operativo del periodo, per gli incassi degli

⁴ Include utili (perdite) su magazzino per +4 milioni (+1 milione nel 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2017, ai sensi della normativa vigente, e all'incasso della cessione dei Titoli di Efficienza Energetica prodotti nel 2016.

Primi nove mesi

Nei **primi nove mesi** del 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 765 milioni, in lieve aumento rispetto ai 757 milioni dei primi nove mesi del 2016, pur in presenza di produzioni RES inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016 per effetto di condizioni meteo (ventosità e idraulicità) estremamente avverse. Tali effetti sono stati più che compensati, principalmente, dall'incremento medio sia dei prezzi dell'energia che degli incentivi e dei Titoli di Efficienza Energetica. Tale voce riflette anche le maggiori vendite effettuate nell'ambito dell'attività di copertura dalle oscillazioni di prezzo fatte da Energy Management, i minori ricavi relativi ai parchi eolici usciti dal meccanismo incentivante in parte compensati grazie al meccanismo di recupero degli incentivi relativi alle mancate produzioni per fermi richiesti da Terna negli esercizi precedenti. Si ricorda che l'esercizio precedente fino al mese di maggio 2016 comprendeva il "corrispettivo di reintegro" riconosciuto a fronte dei vincoli imposti sulla modulazione dell'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per circa 31 milioni.

Il **marginale operativo lordo recurring** si attesta a 356 milioni, superiore rispetto ai 351 milioni registrati nei primi nove mesi del 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti Non Programmabili: margine operativo lordo pari a 227 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (230 milioni), in conseguenza principalmente di una minore ventosità e produzione in Italia e in Francia, dove si sono registrate condizioni di ventosità meno favorevoli. Tali effetti sono stati sostanzialmente compensati da un andamento generale dei prezzi più favorevole oltretutto da ulteriori azioni di efficienza sui costi e dal contributo dei neoacquisiti parchi eolici in Germania.

Si segnala inoltre che circa il 90% (96% nel 2016) della produzione eolica in Italia nei primi nove mesi del 2017 ha beneficiato della tariffa incentivante (ex Certificato Verde), per un importo unitario pari a circa 107 Euro/MWh in crescita rispetto all'analogo periodo del 2016 (circa 100 Euro/MWh).

Fonti Programmabili: margine operativo lordo di 136 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (129 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 73 milioni in forte incremento rispetto ai 59 milioni nel 2016 grazie principalmente alla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco particolarmente favorevoli soprattutto nella parte iniziale dell'anno nell'area Centro Nord, pur in un contesto di idraulicità inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Si segnala inoltre che i risultati beneficiano dell'annullamento della revoca IAFR, al termine di un iter di verifiche con il GSE agli impianti di Cotilia (48 MW) e Sigillo (5 MW), che pertanto sono titolati dal corrente esercizio al riconoscimento di incentivi, (oltre al recupero di quelli pregressi).

Il risultato del termoelettrico, pari a 63 milioni, risulta in diminuzione rispetto ai 70 milioni dei primi nove mesi del 2016 che beneficiava del "corrispettivo di reintegro" riconosciuto all'impianto CCGT in applicazione della normativa in materia di Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vigore fino al 27 maggio 2016, per circa 31 milioni. Tale minore ricavo è stato in buona parte compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, e dal migliore andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto recurring** è stato pari a 168 milioni (158 milioni nei primi nove mesi del 2016) dopo ammortamenti per 188 milioni (193 milioni nei primi nove mesi del 2016).

Il **risultato netto di Gruppo recurring** è stato pari a 113 milioni, in crescita rispetto al risultato di 83 milioni dei primi nove mesi del 2016, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi, minori oneri finanziari netti e maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (consolidata ad equity).

Il risultato del 2016 includeva anche il valore negativo di circa 3 milioni a titolo di interessenze di minoranza.

Il **risultato netto di Gruppo**⁵ è stato pari a 114 milioni (92 milioni nei primi nove mesi del 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.370 milioni, in decremento di 187 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo netto, anche a seguito degli incassi

⁵ Include utili (perdite) su magazzino per +1 milione (+6 milioni nel 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

degli incentivi relativi alla produzione del primo trimestre 2017, e per il dividendo ricevuto da TotalErg, che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF, la distribuzione dei dividendi, il pagamento delle imposte, nonché gli investimenti del periodo.

Investimenti

III Trimestre		Milioni di Euro	Primi nove mesi	
2017	2016		2017	2016
7	8	Fonti Non programmabili	27	21
7	8	Eolico	27	21
4	3	Fonti Programmabili	9	8
2	2	Termoelettrico	5	6
2	1	Idroelettrico	4	2
0	0	Corporate	1	1
11	12	Totale investimenti	37	31

Si premette che il dato degli investimenti del periodo non include **l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania**, acquisiti dal Gruppo DIF, con una capacità installata di 48,4 MW. Il valore dell'acquisizione è di circa 40 milioni di Euro in termini di enterprise value.

Si precisa che il dato degli investimenti, per il corrispondente periodo dell'anno precedente, non include **due importanti acquisizioni** effettuate nel periodo nell'ambito delle Fonti Non Programmabili:

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

Nel **terzo trimestre 2017** il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 11 milioni (12 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 10,9 milioni relativi ad immobilizzi materiali (11,5 milioni nel terzo trimestre 2016) e 0,2 milioni ad immobilizzi immateriali (0,5 milioni nel terzo trimestre 2016).

Nei **primi nove mesi del 2017** il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 37 milioni (31 milioni nell'analogo periodo del 2016) di cui 36 milioni relativi ad immobilizzi materiali (29 milioni nei primi nove mesi del 2016) e 1 milione ad immobilizzi immateriali (2 milioni nei primi nove mesi del 2016).

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del terzo trimestre 2017 (7 milioni) e dei primi nove mesi del 2017 (27 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Power Generation per circa 24 milioni a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord. Più in dettaglio, il parco di Brockaghboy, costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi, è stato completato alla fine del mese di agosto ed è in corso di completamento la fase di "commissioning".

Fonti Programmabili

Gli investimenti del terzo trimestre 2017 (4 milioni) e dei primi nove mesi del 2017 (9 milioni) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti, incluse le attività di unificazione del centro di controllo e dei sistemi informativi. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Dati operativi

Energia

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

Nel **terzo trimestre 2017**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 2,5 TWh (3,1 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,6 TWh (1,6 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 0,3 TWh all'estero e 1,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,6% della domanda di energia elettrica in Italia (1,7% nel terzo trimestre 2016).

Nel corso dei **primi nove mesi** del 2017, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 8,6 TWh (9,1 TWh nell'analogo periodo del 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,3 TWh (5,7 TWh nell'analogo periodo del 2016), di cui circa 1,0 TWh all'estero e 4,2 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nei primi nove mesi del 2016).

3°trimestre		Produzione Energia Elettrica (GWh)	Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
723	583	Produzione eolica	2.532	2.631
444	368	<i>di cui Italia</i>	1.523	1.711
279	215	<i>di cui Estero</i>	1.009	920
638	740	Produzione termoelettrica	1.812	2.032
232	277	Produzione idroelettrica	884	1.028
1.593	1.600	Produzioni complessive parchi	5.228	5.692

Per quanto riguarda le produzioni, nel terzo trimestre del 2017:

- la **produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 723 GWh rispetto ai 583 GWh al corrispondente periodo del 2016, con una produzione in aumento complessivamente del 24%, di cui +21% in Italia (da 368 GWh a 444 GWh) e +30% all'estero (da 215 GWh a 279 GWh). L'aumento delle produzioni in Italia (+76 GWh) è legato alle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo rispetto a quelle del terzo trimestre 2016, che erano risultate deboli rispetto alla media storica. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 64 GWh è attribuibile sia al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del 2017 sia alle maggiori produzioni riscontrate in tutti i paesi esteri.
- la **produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 870 GWh, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2016 (1.017 GWh), a seguito sia della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 740 GWh a 638 GWh), sia del minor contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro (232 GWh nel terzo trimestre 2017 rispetto ai 277 GWh dell'analogo periodo del 2016).

Nei primi nove mesi del 2017:

- la **produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 2.532 GWh, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2016 (2.631 GWh), con una produzione in calo circa dell'11% in Italia (da 1.711 GWh a 1.523 GWh) ed in aumento del 10% all'estero (da 920 GWh a 1.009 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-189 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e inferiori a quelle registrate nei primi nove mesi del 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 89 GWh è attribuibile al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del periodo oltre alle buone produzioni in Polonia ed in Romania, parzialmente compensate dalle minori produzioni in Francia.
- la **produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 2.696 GWh, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2016 (3.061 GWh), a seguito sia della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 2.032 GWh a 1.812 GWh), sia del minor contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro (884 GWh nei primi nove mesi del 2017 rispetto ai 1.028 GWh dell'analogo periodo del 2016).

Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre

In data **4 luglio** il Gruppo ERG ha comunicato la nomina di Sergio Chiericoni a nuovo responsabile dello sviluppo business del Gruppo ERG nel ruolo di Chief Business Development Officer.

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

In data **19 luglio** si è concluso il processo di emissione e collocamento presso investitori istituzionali di un prestito obbligazionario non convertibile di importo pari a 100 milioni di Euro, con un valore nominale per ciascuna obbligazione di 100 mila Euro, approvato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. in data **12 luglio**.

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

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

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

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

In data **11 ottobre** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto con Vent d'Est SAS, società della regione del Grand Est francese con competenze industriali nella gestione e sviluppo di impianti eolici e solidi rapporti con il territorio, un accordo per l'acquisizione del 75% del capitale sociale di due società titolari di due parchi per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne del Voie Sacrée SAS di 12 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense SAS di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Il rimanente 25% è detenuto da Renvico France SAS.

Il valore dell'acquisizione, base 100%, è pari a un enterprise value di 12,9 milioni di euro. Il closing, condizionato tra l'altro alla rinuncia da parte del socio di minoranza al diritto di prelazione, è previsto entro fine anno. L'operazione prevede inoltre la stipula di un accordo di co-sviluppo con Vent d'Est SAS per una pipeline early-stage di circa 300 MW di progetti localizzati sempre in Francia, in zone che presentano una ventosità molto elevata.

L'accordo consentirà quindi di avviare un'attività di sviluppo greenfield anche in Francia, di cui ERG avrà la leadership nella definizione tecnica dei progetti e nella gestione dei costi.

Con tale acquisizione, coerente con gli obiettivi di Piano di diversificazione geografica e crescita all'estero, ERG porta la sua capacità installata a circa 270 MW in Francia, dove è già stato avviato un piano di progressiva internalizzazione delle attività di gestione dei parchi.

In data **3 novembre** ERG S.p.A. e Total Marketing Services S.A. hanno firmato un accordo vincolante con il Gruppo api finalizzato alla cessione del 100% delle azioni di TotalErg S.p.A., società attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi e nella raffinazione. Il perimetro dell'operazione comprende circa 2.600 stazioni di servizio della rete, il polo logistico di Roma ed il 25,16% della raffineria di Treocate.

L'efficacia dell'operazione, il cui *closing* è atteso entro il 31 gennaio 2018, è condizionata all'approvazione dell'Antitrust ed al completamento della scissione del ramo di azienda di TotalErg S.p.A. relativo al settore dei lubrificanti a favore di Total Italia S.r.l., con riferimento alla quale ERG S.p.A. e Total Marketing Services S.A., sempre in data 3 novembre, hanno siglato un accordo vincolante che prevede la vendita da parte di ERG S.p.A. al Gruppo Total della propria quota (51%) in tale società. Si ricorda, inoltre, che TotalErg S.p.A. aveva già finalizzato, il 10 agosto 2017, la cessione al fondo Ambienta sgr S.p.A. e ad Aber S.r.l. della controllata Restiani S.p.A., operante nel settore dei servizi calore, e, il 5 ottobre 2017, la vendita ad UGI Italia S.r.l. della controllata Totalgaz Italia S.r.l., società operante nella commercializzazione del gpl.

L'importo complessivo che ERG S.p.A. incasserà per l'*equity value* dalla transazione è pari a 273 milioni di euro. Tale ammontare è inclusivo dei dividendi straordinari distribuiti da TotalErg S.p.A. per complessivi 71 milioni di euro (di cui 20 milioni di euro pagati in data 11 maggio 2017 e i restanti in data 26 ottobre 2017) e di una componente differita di 36 milioni di euro circa, regolata da un *vendor loan agreement* con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

Fonti Non Programmabili

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

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

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

Fonti Programmabili

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

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

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

In generale il risultato operativo lordo complessivo delle Fonti Programmabili è atteso quindi in leggero aumento.

Nel complesso per l'esercizio 2017 si attende un margine operativo lordo di circa 455 milioni di Euro nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il venir meno del regime di reintegro costi delle unità essenziali sul Termoelettrico; tali effetti vengono compensati dagli scenari prezzi più favorevoli, dal contributo dello sviluppo di nuova capacità produttiva nel Wind all'estero, dalla massimizzazione delle attività di Energy Management su tutti i mercati e dalla ricerca continua di efficienze sui costi operativi sia di business che centrali.

La generazione di cassa di ERG consentirà di ridurre l'indebitamento a circa 1.300 milioni di Euro (in forte calo rispetto ai 1.557 nel 2016).

Tale indicazione include una stima di nuovi investimenti per circa 100 milioni e dell'incasso in data 26 ottobre 2017 di circa 50 milioni di dividendi straordinari da TotalErg, della distribuzione ordinaria del dividendo a 0,5€ per azione e del pagamento degli oneri finanziari.

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

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

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

I risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2017 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, 10 novembre 2017, alle ore 15,30 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (www.erg.eu); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 10 novembre 2017 alle ore 13,15 (CET), è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2017 è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Investor Relations/Bilanci e relazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com).

Contatti:

Sabina Alzona Media Relations Manager - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311

Emanuela Delucchi IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: ir@erg.eu

Matteo Bagnara IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu - [@ergnow](https://twitter.com/ergnow)

Sintesi dei risultati

3° trimestre			Primi 9 mesi		
2017	2016	(milioni di Euro)	2017	2016	
Principali dati economici					
227	227	Ricavi della gestione caratteristica	765	757	
98	78	Margine operativo lordo recurring	356	351	
36	13	Risultato operativo netto recurring	168	158	
30	19	Risultato netto	114	94	
30	19	di cui Risultato netto di Gruppo	114	92	
26	9	Risultato netto di Gruppo recurring ⁽¹⁾	113	83	
Principali dati finanziari					
3.153	3.289	Capitale investito netto	3.153	3.289	
1.783	1.612	Patrimonio netto	1.783	1.612	
1.370	1.677	Indebitamento finanziario netto totale	1.370	1.677	
1.209	1.332	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽²⁾	1.209	1.332	
43%	51%	Leva finanziaria	43%	51%	
43%	34%	Ebitda Margin %	47%	46%	
Dati operativi					
1.768	1.720	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.768	1.720
723	583	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	2.532	2.631
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480	480
638	740	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	1.812	2.032
527	527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527	527
232	277	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di KWh	884	1.028
2.537	3.093	Vendite totali di energia elettrica	milioni di KWh	8.601	9.140
11	12	Investimenti ⁽³⁾	milioni di Euro	26	31
717	721	Dipendenti a fine periodo	Unità	717	721
Indicatori di mercato					
51,6	40,9	Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) ⁽⁴⁾	Euro/MWh	51,3	38,4
107,3	100,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	Euro/MWh	107,3	100,1
62,3	54,3	Prezzo zonale Sicilia (baseload)	Euro/MWh	58,7	46,1
59,9	45,4	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	Euro/MWh	59,1	41,8
143,8	138,4	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia	Euro/MWh	150,1	136,2
91,5	91,9	Feed In Tariff - Germania ⁽⁵⁾	Euro/MWh	91,5	92,1
89,1	88,6	Feed In Tariff - Francia ⁽⁵⁾	Euro/MWh	89,0	88,6
96,7	96,4	Feed In Tariff - Bulgaria ⁽⁵⁾	Euro/MWh	96,7	96,6
38,6	32,6	Prezzo energia elettrica - Polonia	Euro/MWh	36,6	32,7
7,8	7,1	Prezzo certificato di origine - Polonia	Euro/MWh	7,5	11,8
28,8	27,2	Prezzo energia elettrica - Romania ⁽⁶⁾	Euro/MWh	28,7	27,4
28,8	29,6	Prezzo certificato verde - Romania ⁽⁷⁾	Euro/MWh	29,1	29,6

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

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

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

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

⁽⁴⁾ Prezzo Unico Nazionale

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

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

⁽⁷⁾ prezzo riferito al valore unitario del certificato verde

Sintesi dei risultati per settore

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
		(milioni di Euro)		
		Ricavi della gestione caratteristica:		
87	71	Fonti Non Programmabili	319	316
87	71	Eolico	319	316
139	155	Fonti Programmabili	445	440
111	129	Termoelettrico ⁽¹⁾	341	353
29	26	Idroelettrico	104	87
10	8	Corporate	30	24
(10)	(8)	Ricavi infrasettori	(29)	(23)
227	227	Totale ricavi della gestione caratteristica	765	757
		Margine operativo lordo:		
57	43	Fonti Non Programmabili	227	230
57	43	Eolico	227	230
42	36	Fonti Programmabili	136	129
23	19	Termoelettrico ⁽¹⁾	63	70
19	17	Idroelettrico	73	59
(0)	(2)	Corporate	(6)	(8)
98	78	Margine operativo lordo recurring	356	351
		Ammortamenti e svalutazioni:		
(40)	(42)	Fonti Non Programmabili	(119)	(125)
(40)	(42)	Eolico	(119)	(125)
(22)	(22)	Fonti Programmabili	(67)	(67)
(7)	(7)	Termoelettrico	(23)	(22)
(15)	(15)	Idroelettrico	(44)	(44)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(62)	(65)	Ammortamenti recurring	(188)	(193)
		Risultato operativo netto:		
17	2	Fonti Non Programmabili	108	105
17	2	Eolico	108	105
20	14	Fonti Programmabili	69	62
16	11	Termoelettrico ⁽¹⁾	39	48
4	3	Idroelettrico	29	14
(1)	(3)	Corporate	(8)	(10)
36	13	Risultato operativo netto recurring	168	158
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:		
7	8	Fonti Non Programmabili	27	21
7	8	Eolico	27	21
4	3	Fonti Programmabili	9	8
2	2	Termoelettrico	5	6
2	1	Idroelettrico	4	2
0	0	Corporate	1	1
11	12	Totale investimenti	37	31

⁽¹⁾ Include contributo Energy Management

Conto Economico riclassificato

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali dei primi nove mesi del 2016 di seguito esposti **includono le poste non recurring**.

Nei primi nove mesi del 2017 non sono state rilevate poste *non recurring*.

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

3°trimestre		Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
227,0	226,8	Ricavi della gestione caratteristica	765,3	757,0
2,3	3,5	Altri ricavi e proventi	7,1	11,6
229,4	230,4	RICAVI TOTALI	772,4	768,7
(76,9)	(90,7)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(248,8)	(221,7)
(40,1)	(48,6)	Costi per servizi e altri costi operativi	(121,2)	(152,7)
(14,1)	(13,5)	Costi del lavoro	(45,9)	(45,5)
98,2	77,6	MARGINE OPERATIVO LORDO	356,4	348,8
(62,4)	(64,6)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(188,1)	(193,2)
35,8	13,1	Risultato operativo netto	168,4	155,6
(15,3)	(18,0)	Proventi (oneri) finanziari netti	(49,3)	(64,0)
14,3	19,8	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	26,2	28,1
34,8	14,9	Risultato prima delle imposte	145,3	119,6
(4,9)	4,0	Imposte sul reddito	(30,9)	(25,2)
30,0	18,9	Risultato d'esercizio	114,4	94,4
0,0	0,6	Risultato di azionisti terzi	0,0	(2,4)
30,0	19,5	Risultato netto di Gruppo	114,4	92,0

Stato Patrimoniale riclassificato

30/09/2016	Stato Patrimoniale riclassificato	30/09/2017	30/06/2017	31/12/2016
	(milioni di Euro)			
3.409,0	Capitale immobilizzato	3.280,8	3.320,3	3.372,2
205,7	Capitale circolante operativo netto	140,8	210,1	160,2
(6,4)	Trattamento di fine rapporto	(6,6)	(6,5)	(6,7)
365,6	Altre attività	319,7	329,3	310,1
(685,4)	Altre passività	(582,2)	(586,6)	(549,5)
3.288,5	Capitale investito netto	3.152,6	3.266,7	3.286,3
1.559,7	Patrimonio netto di Gruppo	1.782,5	1.752,6	1.729,1
51,8	Patrimonio netto di terzi	0,0	0,0	0,0
1.677,0	Indebitamento finanziario netto	1.370,1	1.514,1	1.557,2
3.288,5	Mezzi propri e debiti finanziari	3.152,6	3.266,7	3.286,3

Cash Flow

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
		FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:		
		(milioni di Euro)		
83,3	70,5	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	306,2	302,0
0,0	0,0	Pagamento di imposte sul reddito	(15,2)	(8,7)
69,2	107,4	Variazione circolante operativo netto	22,4	(2,4)
0,1	(3,1)	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	(5,6)	(32,1)
152,6	174,7	TOTALE	307,8	258,9
		FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:		
(11,0)	(12,3)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(35,2)	(28,0)
(0,4)	0,9	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	15,0	5,4
(11,4)	(11,4)	Totale	(20,1)	(22,6)
		FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:		
0,0	0,0	Dividendi distribuiti	(74,4)	(142,8)
2,7	(0,4)	Altre variazioni patrimonio ⁽³⁾	13,3	(16,4)
2,7	(0,4)	Totale	(61,1)	(159,2)
0,0	0,2	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(39,5)	(306,3)
144,0	163,2	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	187,1	(229,1)
1.514,1	1.840,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	1.557,2	1.447,9
(144,0)	(163,2)	VARIAZIONE DEL PERIODO	(187,1)	229,1
1.370,1	1.677,0	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.370,1	1.677,0

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

⁽²⁾ la variazione dell'area di consolidamento nei primi nove mesi del 2017 si riferisce al consolidamento integrale delle società tedesche acquisite dal Gruppo DIF RE. Il dato relativo ai primi nove mesi del 2016 si riferisce principalmente al consolidamento integrale delle società acquisite da Impax Asset Management.

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

Indicatori alternativi di performance

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche con l'esclusione delle poste *no recurring* (non caratteristiche) e **utili (perdite) su magazzino**⁶.

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

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

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

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

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

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

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

⁶ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla *joint venture* TotalErg

Riconciliazione con i risultati economici *recurring*

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
		MARGINE OPERATIVO LORDO		
98,3	77,6	Margine operativo lordo	356,4	348,8
		<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>		
		Fonti Programmabili		
0,0	0,0	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,0	0,3
		Fonti Non Programmabili		
0,0	0,0	- Oneri per riorganizzazione societaria	0,0	0,9
0,0	(0,0)	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,0	0,9
98,3	77,6	Margine operativo lordo recurring	356,4	350,9

3° trimestre			Primi 9 mesi	
2017	2016		2017	2016
		RISULTATO NETTO DI GRUPPO		
30,0	19,5	Risultato netto di Gruppo	114,4	92,0
(4,0)	(0,4)	<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>	(1,2)	(6,4)
		<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>		
0,0	(0,0)	<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	0,0	0,8
0,0	0,5	<i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	0,0	0,8
0,0	0,0	<i>Esclusione effetto prepayment finanziamenti</i>	0,0	5,9
0,0	0,0	<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i>	0,0	0,8
0,0	(11,0)	<i>Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities</i>	0,0	(11,0)
25,9	8,6	Risultato netto di Gruppo recurring	113,2	82,9



Press Release

The Board of Directors of ERG S.p.A.
approves the Interim Management Report at 30 September 2017

Third quarter of 2017

- Consolidated recurring⁷ EBITDA: €98 million, €78 million in the 3rd quarter of 2016
- Recurring⁸ Group net result: €26 million, €9 million in the 3rd quarter of 2016

Nine months of 2017

- Consolidated recurring EBITDA: €356 million, €351 million in the 9 months of 2016
- Recurring Group net result: 113 million, €83 million in the 9 months of 2016

Genoa, 10 November 2017 – At its meeting held today, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Interim Management Report at 30 September 2017.

Consolidated recurring financial results

3rd Quarter			Performance highlights (million Euro)	First nine months		
2017	2016	Var. %		2017	2016	Var. %
98	78	27%	EBITDA	356	351	2%
36	13	174%	EBIT	168	158	7%
26	9	203%	Group net result	113	83	37%

	30.09.17	31.12.16	Variation
Net financial debt (million Euro)	1,370	1,557	-187
Leverage⁹	43%	47%	

Luca Bettonte, ERG's Chief Executive Officer, commented: "The quarter's results show a strong growth over last year in the sectors of both programmable sources and non programmable sources. The wind power business performed well, with good wind conditions recorded both overseas and in Italy, where it benefited from a favourable price scenario, as did the hydroelectric power division, which by exploiting its flexibility was able to take advantage of the improvement in prices, thereby offsetting the scarce water availability during the period. A good performance was also reported by the thermoelectric power division, supported *inter alia* by the trend in White Certificate prices. In view of these results and given the still favourable price scenarios anticipated for the coming months, we have carried out an upward adjustment of our year-end guidance. We forecast EBITDA of Euro 455 million, in line with the 2016 result, and a further reduction in net debt to around Euro 1,300 million, owing to the increase in cash flow, the Euro 71 million in dividends paid by TotalErg and the expected reduction in investments to Euro 100 million. Following the recent extraordinary transactions and in anticipation of an imminent and clear definition of the regulatory and competitive situation insofar as concerns the geographical areas of interest to us, also with regard to the matter of repowering, we consider it appropriate to reschedule for early 2018 our presentation of the Business Plan."

⁷ Recurring results do not include inventory gains (losses) and non-recurring items.

⁸ Recurring Group net result does not include inventory gains (losses), non-recurring items or applicable theoretical taxes.

⁹ The ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital.

Preliminary remark

We mention that on 23 February 2017 ERG S.p.A.'s Board of Directors, pursuant to Article 82-ter of the Issuers' Regulations, resolved to continue preparing, on a voluntary basis, interim reports on operations (at 31 March and at 30 September) with contents aligned to those of previous years' interim reports – according to the valuation and measurement criteria laid down by the International Financial Reporting Standards (IFRS) - which will be approved and subsequently published in continuity with the disclosures hitherto made to the market, namely within 45 days of the close of the first and third quarters of the financial year.

The consolidation principles and measurement criteria applied to this Report are the same as those indicated in the 2016 Consolidated Financial Statements to which reference is made.

Third quarter of 2017

Consolidated financial results

In the third quarter of 2017 revenues from ordinary operations came to Euro 227 million and were in line with the third quarter of 2016, mainly as a result of the higher wind power output compared to the corresponding period of 2016, reflecting the improved weather conditions (windiness), and the average increase in both energy prices and Energy Efficiency Certificates. These effects were more than offset by the drop in revenues due to the wind farms leaving the incentive mechanism, net of the incentive recovery following the loss of production for shutdowns requested by Terna in previous years, and by the lower revenues associated with the falloff in production as regards the CCGT facility.

Recurring EBITDA, at Euro 98 million, showed an increase with respect to Euro 78 million posted in the third quarter of 2016. This variation reflects the following:

Non Programmable Sources: EBITDA, at Euro 57 million, showed a growth compared to the corresponding period a year earlier (Euro 43 million), due above all to the increased windiness and output in all the geographical areas concerned, associated with the generally more favourable trend in prices as regards Italy, in addition to further cost efficiency interventions.

We also report that about 88% of Italian wind power output (95% in 2016) during the third quarter of 2017 benefited from the incentive tariff (former Green Certificate), for a unitary amount corresponding to around 107 Euro/MWh, higher than the corresponding period in 2016 (approximately 100 Euro/MWh), during which the entire energy output benefited from the incentives.

Programmable Sources: EBITDA, at Euro 42 million, showed an increase compared to the previous year (Euro 36 million). The contribution provided by the hydroelectric power complex amounted to Euro 19 million, with an upturn compared to the previous year's Euro 17 million, due above all to the plants' flexibility in taking advantage of the particularly favourable peak prices during the quarter in the North-Central area despite the situation of decidedly reduced water availability.

The result posted by the thermoelectric power division, at Euro 23 million, showed an increase compared to Euro 19 million for the corresponding period of 2016, reflecting both the improved trend in energy sales prices and the contribution of Energy Efficiency Certificate revenues payable to the CCGT plant owing to its qualification as high yield cogeneration facility.

Recurring EBIT came to Euro 36 million (Euro 13 million in the third quarter of 2016), after amortisation and depreciation totalling Euro 62 million (Euro 65 million in the third quarter of 2016).

Recurring Group net result was Euro 26 million, with a sharp growth compared to Euro 9 million in the third quarter of 2016, as a result of the previously mentioned improved operating results, lower net financial charges and increased revenues from the TotalErg investment (consolidated using the equity method).

Group net result¹⁰ came to Euro 30 million (Euro 19 million in the third quarter of 2016).

Net financial debt, at Euro 1,370 million, was down by Euro 144 million with respect to 30 June 2017 (Euro 1,514 million) reflecting above all the net operating cash flow during the period, the incentive payments received in connection with output for the first quarter of 2017, pursuant to current regulations, and the proceeds from the sale of Energy Efficiency Certificates generated in 2016.

Nine months 2017

¹⁰ Includes inventory gains (losses) totalling Euro +4 million (Euro +1 million in 2016). Values are shown net of tax effects. For more detailed information, reference is made to the chapter "alternative performance indicators".

In the **first nine months** of 2017, **revenues from ordinary operations** came to Euro 765 million, with a slight increase over Euro 757 million for the first nine months of 2016, despite the downturn in RES output compared to the corresponding period in 2016 as a result of the extremely adverse weather conditions (windiness and water availability). These effects were more than offset, above all, by the average increase not only in energy prices but also in incentives and Energy Efficiency Certificates. This item also reflected the increased sales recorded within the scope of price fluctuation hedging activities carried out by Energy Management and the lower revenues connected with the wind farms no longer covered by the incentive mechanism, which were partly offset by the incentive recovery mechanism relating to the loss of production for shutdowns requested by Terna in prior years. We mention that the previous year, up to the month of May 2016, included the “reintegration payment” of around Euro 31 million recognised in respect of the restrictions imposed on the CCGT plant’s modulation under the Essential Units regulations for the safety of the electricity system.

Recurring EBITDA came to Euro 356 million, with an increase compared to Euro 351 million posted for the first nine months of 2016. The variation reflects the following:

Non Programmable Sources: EBITDA of Euro 227 million, with a downturn compared to the corresponding period a year earlier (Euro 230 million), mainly as a result of the lower windiness and output in Italy and France, where poorer wind conditions were recorded. These effects were substantially offset by the generally more favourable trend in prices, together with further cost efficiency interventions and the contribution from the newly-acquired wind farms in Germany.

We also report that about 90% of Italian wind power output (96% in 2016) during the first nine months of 2017 benefited from the incentive tariff (former Green Certificate), for a unitary amount corresponding to around 107 Euro/MWh, higher than the corresponding period in 2016 (approximately 100 Euro/MWh).

Programmable Sources: EBITDA of Euro 136 million, with an increase compared to the previous year (Euro 129 million). The contribution provided by the hydroelectric power complex amounted to Euro 73 million, with a sharp upturn compared to Euro 59 million in 2016, due above all to the plants’ flexibility in taking advantage of the particularly favourable peak prices especially at the beginning of the year in the North-Central area, despite the situation of reduced water availability compared to the corresponding period a year earlier.

The results also benefited from the repeal of the revocation as regards the RES-E (*IADR*) qualification for the Cotilia (48 MW) and Sigillo (5 MW) plants, following a GSE inspection procedure, and the said plants are therefore entitled to recognition of incentives (as well as recuperation of back payments).

The result posted by the thermoelectric power division, at Euro 63 million, showed a downturn compared to Euro 70 million for the first nine months of 2016, which still benefited from the “reintegration payment”, amounting to around Euro 31 million, recognised in favour of the CCGT facility under the Essential Units regulations for the safety of the electricity system, in force until 27 May 2016. This reduction in revenues was largely offset by the contribution from the Energy Efficiency Certificate revenues earned by the CCGT plant owing to its qualification as high yield cogeneration facility, and by the improved trend in energy sales prices.

Recurring EBIT came to Euro 168 million (Euro 158 million in the first nine months of 2016) after amortisation and depreciation totalling Euro 188 million (Euro 193 million in the first nine months of 2016).

Recurring Group net result was Euro 113 million, with a growth compared to Euro 83 million for the first nine months of 2016, as a result of the previously mentioned improved operating results, lower net financial charges and increased revenues from the TotalErg investment (consolidated using the equity method). The 2016 result also included the negative amount of approximately Euro 3 million by way of minority interests.

Group net result¹¹ came to Euro 114 million (Euro 92 million in the first nine months of 2016).

Net financial debt, at Euro 1,370 million, was down by Euro 187 million with respect to 31 December 2016 due above all to the positive net operating cash flow, also following the incentive payments received in connection with output for the first quarter of 2017, and the dividend paid by TotalErg, which offset the impact arising from acquisition of the German wind farms from the DIF Group, the distribution of dividends, the

¹¹ Includes inventory gains (losses) amounting to + Euro 1 million (+ Euro 6 million in 2016). Values are shown net of tax effects. For more detailed information, reference is made to the chapter “Alternative performance indicators”.

payment of taxes, as well as investments during the period.

Investments

3 rd Quarter		Million Euro	Nine months	
2017	2016		2017	2016
7	8	Non Programmable Sources	27	21
7	8	Wind power	27	21
4	3	Programmable Sources	9	8
2	2	Thermoelectric power	5	6
2	1	Hydroelectric power	4	2
0	0	Corporate	1	1
11	12	Total investments	37	31

We first of all mention that the information concerning investments for the period does not include **the acquisition of six wind farms in Germany**, purchased from the DIF Group, with a total installed capacity of 48.4 MW. The acquisition's enterprise value amounted to around 40 million Euro.

It should be noted that the information concerning investments for the corresponding period a year earlier does not include **two major acquisitions** carried out during the period with regard to Non Programmable Sources:

- the acquisition at the beginning of 2016 from a fund managed by Impax Management Group of **eleven wind farms in France and six in Germany**, with a total installed capacity of 206 MW (and an expected average annual output of around 410 GWh), as well as two companies which provide operational and commercial technical assistance to both "captive" and third-party wind power operators in France, Germany and Poland. The transaction's enterprise value amounted to Euro 290 million, corresponding to a multiple of approximately Euro 1.4 million per MW.
- the acquisition from TCI Renewables of Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), an English company holding authorisations to build a wind farm in Northern Ireland, with a scheduled capacity of over 47.5 MW and electricity output, when fully operational, estimated at more than 150 GWh per year. The transaction involved an initial investment of approximately Euro 13 million, added to which were the investments made after acquisition of the project, as commented below. The overall investment for implementation of the wind farm is estimated at around Euro 80 million, which already includes the initial consideration paid to purchase the company.

In the **third quarter of 2017**, the ERG Group carried out investments in tangible and intangible fixed assets totalling Euro 11 million (12 million in the same period of 2016) of which Euro 10.9 million concerned property, plant and equipment (11.5 million in the third quarter of 2016) and Euro 0.2 million concerned intangible fixed assets (Euro 0.5 million in the third quarter of 2016).

In the **first nine months of 2017**, the ERG Group carried out investments in tangible and intangible fixed assets totalling Euro 37 million (Euro 31 million in the same period of 2016) of which Euro 36 million concerned property, plant and equipment (Euro 29 million in the first nine months of 2016) and Euro 1 million concerned intangible fixed assets (Euro 2 million in the first nine months of 2016).

Non Programmable Sources

Investments in the third quarter of 2017 (Euro 7 million) and during the first nine months of 2017 (Euro 27 million) mainly refer to the sums paid out by ERG Power Generation as a result of works for the implementation of the above mentioned wind farm in Northern Ireland, amounting to approximately Euro 24 million. More specifically, the Brockaghboy wind farm, comprising nineteen Nordex N90 2.5 MW wind turbines, for a total capacity of 47.5 MW, was completed at the end of August and the 'commissioning' phase is currently nearing completion.

Programmable Sources

Investments in the third quarter of 2017 (Euro 4 million) and during the first nine months of 2017 (Euro 9 million) concerned above all ERG Power's CCGT facility, which continued with its initiatives aimed at maintaining the plants' operational efficiency, flexibility and reliability, including activities to unify the control centre and the information systems. Moreover, the scheduled interventions continued in the area of Health, Safety and the Environment.

Operational data

Energy

Electricity sales by the ERG Group, carried out in Italy through ERG Power Generation S.p.A.'s Energy Management, refer to the electricity generated by its wind farms and its thermoelectric and hydroelectric power plants, and to purchases on organised markets and via physical bilateral contracts.

During the **third quarter of 2017**, total electricity sales came to 2.5 TWh (3.1 TWh in the same period of 2016), against a total of around 1.6 TWh produced by the Group's facilities (1.6 TWh in the same period of 2016), of which approximately 0.3 TWh abroad and 1.3 TWh in Italy. The latter figure corresponds to about 1.6% of overall domestic electricity demand (1.7% in the third quarter of 2016).

During the **first nine months of 2017**, total electricity sales came to 8.6 TWh (9.1 TWh in the same period of 2016), against a total of around 5.3 TWh produced by the Group's facilities (5.7 TWh in the same period of 2016), of which approximately 1.0 TWh abroad and 4.2 TWh in Italy. The latter figure corresponds to about 1.8% of overall domestic electricity demand (2.0% in the first nine months of 2016).

3 rd quarter		Electricity output (GWh)	Nine months	
2017	2016		2017	2016
723	583	Wind power output	2,532	2,631
444	368	of which Italy	1,523	1,711
279	215	of which overseas	1,009	920
638	740	Thermoelectric power output	1,812	2,032
232	277	Hydroelectric power output	884	1,028
1,593	1,600	Total output	5,228	5,692

With regard to output, in the third quarter of 2017:

- **Electricity output from Non Programmable Sources** amounted to 723 GWh compared to 583 GWh for the corresponding period in 2016, with an overall 24% growth in output, of which +21% in Italy (from 368 GWh to 444 GWh) and +30% abroad (from 215 GWh to 279 GWh). The upturn in Italian production (+76 GWh) reflects the improved wind conditions recorded during the period with respect to the third quarter of 2016, when they were below the historical average. Outside of Italy, the increase of 64 GWh is ascribable to both the contribution from the German wind farms (DIF) acquired in 2017 and the higher output reported by all overseas facilities.
- **Net electricity output from Programmable Sources** (thermoelectric and hydroelectric power) totalled 870 GWh, with a decrease compared to the third quarter of 2016 (1,017 GWh), as a result of both the reduced net electricity output by ERG Power (down from 740 GWh to 638 GWh), and the lower contribution from ERG Hydro's hydroelectric assets (232 GWh in the third quarter of 2017 compared to 277 GWh for the corresponding period in 2016).

In the first nine months of 2017:

- **Electricity output from Non Programmable Sources** amounted to 2,532 GWh, showing a decrease compared to the first nine months of 2016 (2,631 GWh), with production down by around 11% in Italy (from 1,711 GWh to 1,523 GWh) and up by 10% abroad (from 920 GWh to 1,009 GWh). The downturn in Italian production (-189 GWh) reflects the wind conditions, which were poorer with respect to the normal seasonal values and inferior to those recorded during the first nine months of 2016. Outside of Italy, the increase of 89 GWh is ascribable to the contribution from the German plants (DIF) acquired during the period and to the good productions as regards Poland and Romania, partly offset by the lower output in France.

- **Net electricity output from Programmable Sources** (thermoelectric and hydroelectric power) totalled 2,696 GWh, with a downturn compared to the first nine months of 2016 (3,061 GWh), following both the reduction in net electricity output by ERG Power (down from 2,032 GWh to 1,812 GWh), and the lower contribution from ERG Hydro's hydroelectric assets (884 GWh in the first nine months of 2017 compared to 1,028 GWh for the corresponding period in 2016).

Main events during the quarter

On **4 July** the ERG Group announced the appointment of Sergio Chiericoni as the new head of ERG Group business development in the role of Chief Business Development Officer.

This important addition confirms ERG's strategy to give further impetus to business development activities. The position, which reports directly to the Chief Executive Officer, has been assigned to a manager with a long and proven experience in the implementation of strategic projects in the energy sector on an international scale.

On **19 July** the process for the issuance and placement with institutional investors of a non-convertible bond with a nominal amount of Euro 100 million and a denomination per bond of Euro 100 thousand, as approved by the ERG S.p.A. Board of Directors on **12 July**, was concluded.

The purpose of the unsecured loan is to raise additional funds for new investments in the renewable energy sector and to refinance investments made in connection with the hydroelectric plants in Italy.

The notes are unrated, are not subject to financial covenants and will be repaid in a lump sum in January 2023.

The bonds were issued at a price equal to 100% of their nominal value and will accrue interest at a fixed rate of 2.175%. Interest will be paid annually in arrears.

The issue offers the possibility to extend the financial debt duration, reduce its average cost and diversify the Group's funding sources.

Main events occurred after the end of the period

On **11 October** ERG, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS, signed an agreement with Vent d'Est SAS, a company located in the Grand Est region of France with industrial expertise in the management and development of wind power installations and sound relations at local community level, for the acquisition of a 75% equity interest in two companies owners of two wind farms with an overall capacity of 16.25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS, 12 MW, which came on stream in 2007 and Parc Eolienne d'Epense SAS, 4.25 MW, which came on stream in 2005). The remaining 25% is held by Renvico France SAS.

The value of the acquisition, based on 100%, corresponds to an enterprise value of Euro 12.9 million. The closing, subject *inter alia* to waiver by the minority shareholder of pre-emption rights, is scheduled to take place by the end of the year. The transaction also provides for a co-development agreement to be entered into with Vent d'Est SAS regarding an early-stage pipeline of projects totalling around 300 MW again located in France, in areas characterised by very strong winds.

The agreement will then pave the way for the launch of greenfield development activities also in France, under the leadership of ERG insofar as concerns the technical definition of the projects and cost management.

This acquisition, in keeping with geographical diversification and overseas growth Plan objectives, will allow ERG to increase to around 270 MW the total installed power in France, where a strategy is already underway to gradually internalise wind farm management activities.

On **3 November** ERG S.p.A. and Total Marketing Services S.A. signed a binding agreement with the api Group for the sale of a 100% equity interest in TotalErg S.p.A., a company operating in oil product distribution and refining. The transaction perimeter includes approximately 2,600 retail service stations, the Rome logistic hub and 25.16% of the Trecate refinery.

The transaction, for which the closing is scheduled to take place by 31 January 2018, is subject to approval by the Antitrust and completion of the spin-off of the Total Italia S.p.A. business unit operating in the lubricant sector in favour of Total Italia S.r.l.. Regarding the latter ERG S.p.A. and Total Marketing Services S.A., again on 3 November, signed a binding agreement providing for ERG S.p.A.'s sale to the Total group of its

(51%) stake in the said company. We also mention that, on 10 August 2017, TotalErg S.p.A. had already finalised the sale to the Ambienta sgr S.p.A. fund and to Aber S.r.l. of its subsidiary Restiani S.p.A., which operates in the heating services sector, and on 5 October 2017, the sale to UGI Italia S.r.l. of its subsidiary Totalgaz Italia S.r.l., a company operating in the LPG distribution business.

The total sum payable to ERG S.p.A. for the transaction's equity value amounts to Euro 273 million. This figure includes extraordinary dividends distributed by TotalErg S.p.A. totalling Euro 71 million (of which Euro 20 million paid on 11 May 2017 and the remainder on 26 October 2017) and a deferred component of approximately Euro 36 million settled by way of a Vendor Loan Agreement signed with api, repayable in five and a half years.

Business Outlook

Set out below is the foreseeable trend in the main scenario and performance indicators during 2017:

Non Programmable Sources

ERG continues to pursue its international growth strategy in the wind power sector, which has led it to achieve 674 MW of installed power capacity abroad, corresponding to 38% of the overall 1,768 MW installed, allowing the Group to position itself as eighth onshore operator at European level. The year 2017 will benefit by the contribution of the new overseas wind farms, with the coming on stream during the latter part of the year of the approximately 48 MW facility constructed in Northern Ireland (UK) and the new wind farms acquired in Germany (48.4 MW), whereby ERG will consolidate its position to around 216 MW, becoming the country's eighth largest wind power operator.

As regards Italy, a slight downturn in EBITDA is anticipated, primarily as a result of the low wind conditions and, secondly, due to around 214 MW gradually leaving the incentive system during the year. These effects will to some extent be offset by the higher incentive levels, the value of which is calculated based on the average price of electricity recorded in 2016, by a partial recovery of the price scenario in view of the trend documented during the early months of 2017 and by recognition of the value of restrictions on output imposed by the national grid operator in prior years in reference to the MW leaving the incentive system.

Generally speaking, the overall gross operating result for the wind power business is therefore expected to show a slight downward trend.

Programmable Sources

During 2017, ERG will continue interventions to consolidate the Terni hydroelectric complex and improve the operational efficiency of ERG Power's CCGT plant.

As regards the hydroelectric complex, despite the low water availability during the current year, a slight growth in results is anticipated due to the improvement in sales prices, the higher incentive levels benefiting approximately 40% of output (the latter is expected to show a downturn compared to the previous year), the increase in incentive entitlement following recognition of the RES-E (*IAFR*) qualification for the Cotilia and Sigillo plants and in view of the ongoing operations aimed at improving efficiency.

For the Thermoelectric power facility a slight improvement in results is anticipated, despite the discontinuation of Essential Units regulations and the related contribution covering fixed costs, associated with the fully operational status of the Sorgente-Rizziconi power line starting from 28 May 2016. This was largely mitigated by the favourable scenario (also in reference to Energy Efficiency Certificate prices), participation in the dispatching services market, maximisation of high yield cogeneration, recovery of operational efficiency and the Energy Management business.

Generally speaking, therefore, total EBITDA as regards Programmable Sources is expected to show a slight increase.

Overall 2017 EBITDA is forecast at around Euro 455 million, despite the decreasing incentive perimeter in the Italian wind power sector and discontinuation of the essential units cost reintegration system as regards thermoelectric power; these effects are offset by the more favourable price scenarios, the contribution from the development of new overseas wind power production capacity, maximisation of Energy Management activities on all markets and the continuous pursuit of business and central operating cost efficiencies.

ERG's cash generation will enable a reduction in debt to approximately Euro 1,300 million (showing a notable decrease from Euro 1,557 million in 2016).

This indication takes into account estimated new investments totalling around Euro 100 million, the payment by TotalErg, on 26 October 2017, of approximately Euro 50 million in extraordinary dividends, the distribution of an ordinary dividend of Euro 0.5 per share and the payment of financial charges.

In reference to the estimates and forecasts provided, we point out that actual results may differ even significantly from the announced results due to a multitude of factors, including: future trends in prices, the operating performance of plants, wind conditions, the impact of regulations for the oil and energy industry and for the environment, other changes in business conditions and in the action of the competition.

The layout of the accounting statements corresponds to the format used in the Interim Report on Operations. Appropriate explanatory notes illustrate the results at replacement cost.

Pursuant to Article 154-bis, paragraph 2 of the Consolidated Finance Act, the manager responsible for preparing the company's financial reports, Paolo Luigi Merli, declares that the accounting information contained in this press release corresponds to the accounting documents, books and records.

The results for the third quarter and first nine months of 2017 will be illustrated to analysts and investors today, 10 November 2017, at 3.30 p.m. (CET), during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website (www.erg.eu); the presentation will be available on the said website, in the "Investor Relations/Presentations" section, at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com) 15 minutes before the conference call.

This press release, issued at 1.15 p.m. (CET) on 10 November 2017, is available to the public on the Company's website (www.erg.eu) in the section "Media/Press Releases", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com). The Interim Management Report at 30 September 2017 is available to the public at the Company's registered office at via De Marini 1, Genoa, on the Company's website (www.erg.eu) in the section "Investor Relations/Financial statements and reports", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the e-Market Storage authorised storage mechanism (www.emarketstorage.com).

Contacts:

Sabina Alzona Media Relations Manager - tel. + 39 010 2401804 mob. + 39 340 1091311

Emanuela Delucchi IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: ir@erg.eu

Matteo Bagnara IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu - [@ergnow](https://twitter.com/ergnow)

Performance highlights

3th quarter		(EUR million)	9 months	
2017	2016		2017	2016
Main Income Statement data				
227	227	Revenues from ordinary operations	765	757
98	78	EBITDA recurring	356	351
36	13	EBIT recurring	168	158
30	19	Net income	114	94
30	19	of which Group net income	114	92
26	9	Group net profit (loss) recurring ⁽¹⁾	113	83
Main Financial data				
3,153	3,289	Net invested capital	3,153	3,289
1,783	1,612	Shareholders' Equity	1,783	1,612
1,370	1,677	Total net financial indebtedness	1,370	1,677
1,209	1,332	of which non-recourse Project Financing ⁽²⁾	1,209	1,332
43%	51%	Financial leverage	43%	51%
43%	34%	EBITDA Margin %	47%	46%
Operating data				
1,768	1,720	Installed capacity at period end - wind farms	MW	1,768
723	583	Electric power generation from wind farms	millions of KWh	2,532
480	480	Installed capacity - thermoelectric plants	MW	480
638	740	Electric power generation from thermoelectric plants	millions of KWh	1,812
527	527	Installed capacity at period end - Hydroelectric plants	MW	527
232	277	Electric power generation from hydroelectric plants	millions of KWh	884
2,537	3,093	Total sales of electric power	millions of KWh	8,601
11	12	Investments ⁽³⁾	EUR million	26
717	721	Employees at period end	Units	717
Market indicators				
51.6	40.9	Reference price of electricity - Italy (baseload) ⁽⁴⁾	EUR/MWh	51.3
107.3	100.1	Feed In premium (former Green Certificates) - Italy	EUR/MWh	107.3
62.3	54.3	Sicily zone price (baseload)	EUR/MWh	58.7
59.9	45.4	North - Center zone price (peak)	EUR/MWh	59.1
143.8	138.4	Average selling price per unit of ERG Wind energy in Italy	EUR/MWh	150.1
91.5	91.9	Feed In Tariff (Germany) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	91.5
89.1	88.6	Feed In Tariff (France) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	89.0
96.7	96.4	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁵⁾	EUR/MWh	96.7
38.6	32.56	Price of electricity - Poland	EUR/MWh	36.6
7.8	7.12	Price of Green Certificates - Poland	EUR/MWh	7.5
28.8	27.24	Price of electricity - Romania ⁽⁶⁾	EUR/MWh	28.7
28.8	29.6	Price of Green Certificates - Romania ⁽⁷⁾	EUR/MWh	29.1

To enhance understandability of business performance, recurring revenues and operating results are shown, therefore excluding non-recurring items.

⁽¹⁾ does not include inventory gains (losses) of TotalErg, non-recurring items and related applicable theoretical taxes

⁽²⁾ including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the related derivatives to hedge interest rates

⁽³⁾ in tangible and intangible fixed assets. Do not include the M&A investments amounting to EUR 39.5 million made in 2017 for the acquisition of the companies of the DIF Group in Germany and the M&A investments amounting to EUR 306.5 million made in 2016.

⁽⁴⁾ Single National Price

⁽⁵⁾ the values of the Feed-In Tariff abroad refer to the prices obtained by the wind farms

⁽⁶⁾ the Electricity price Romania refers to the price fixed by the company via bilateral agreements

⁽⁷⁾ Price referred to the unit value of the green certificate

Performance highlights by segment

3th quarter			9 months	
2017	2016		2017	2016
		(EUR million)		
		Revenues from ordinary operations:		
87	71	Non Programmable Sources	319	316
87	71	Wind power	319	316
139	155	Programmable Sources	445	440
111	129	Thermoelectric power ⁽¹⁾	341	353
29	26	Hydroelectric power	104	87
10	8	Corporate	30	24
(10)	(8)	<i>Intra-segment revenues</i>	(29)	(23)
227	227	Total revenues	765	757
		EBITDA:		
57	43	Non Programmable Sources	227	230
57	43	Wind power	227	230
42	36	Programmable Sources	136	129
23	19	Thermoelectric power ⁽¹⁾	63	70
19	17	Hydroelectric power	73	59
(0)	(2)	Corporate	(6)	(8)
98	78	EBITDA recurring	356	351
		Amortisation, depreciation and write-downs		
(40)	(42)	Non Programmable Sources	(119)	(125)
(40)	(42)	Wind power	(119)	(125)
(22)	(22)	Programmable Sources	(67)	(67)
(7)	(7)	Thermoelectric power	(23)	(22)
(15)	(15)	Hydroelectric power	(44)	(44)
(1)	(1)	Corporate	(2)	(2)
(62)	(65)	Amortisation and depreciation recurring	(188)	(193)
		EBIT:		
17	2	Non Programmable Sources	108	105
17	2	Wind power	108	105
20	14	Programmable Sources	69	62
16	11	Thermoelectric power ⁽¹⁾	39	48
4	3	Hydroelectric power	29	14
(1)	(3)	Corporate	(8)	(10)
36	13	EBIT recurring	168	158
		Investments on tangible and intangible fixed assets:		
7	8	Non Programmable Sources	27	21
7	8	Wind power	27	21
4	3	Programmable Sources	9	8
2	2	Thermoelectric power	5	6
2	1	Hydroelectric power	4	2
0	0	Corporate	1	1
11	12	Total investments	37	31

⁽²⁾ Energy Management contribution is included

Reclassified Income Statement

The income statement and statement of financial position results for the nine months of 2016, shown below, **include non-recurring items**.

In the nine months of 2017, there were no non-recurring items.

Please see the section “*Alternative performance indicators*” for the analysis of the results net of these items which more fully represent the operating performance of the group.

3th quarter		Reclassified Income Statement	9 months	
2017	2016		2017	2016
		<i>(EUR million)</i>		
227.0	226.8	Revenues from ordinary operations	765.3	757.0
2.3	3.5	Other revenues and income	7.1	11.6
229.4	230.4	TOTAL REVENUES	772.4	768.7
(76.9)	(90.7)	Costs for purchase and changes in inventory	(248.8)	(221.7)
(40.1)	(48.6)	Costs for services and other operating costs	(121.2)	(152.7)
(14.1)	(13.5)	Cost of labor	(45.9)	(45.5)
98.2	77.6	EBITDA	356.4	348.8
(62.4)	(64.6)	Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(188.1)	(193.2)
35.8	13.1	EBIT	168.4	155.6
(15.3)	(18.0)	Net financial income (expenses)	(49.3)	(64.0)
14.3	19.8	Net income (loss) from equity investments	26.2	28.1
34.8	14.9	Profit before taxes	145.3	119.6
(4.9)	4.0	Income taxes	(30.9)	(25.2)
30.0	18.9	Profit for the period	114.4	94.4
0.0	0.6	Minority interests	0.0	(2.4)
30.0	19.5	Group's net profit (loss)	114.4	92.0

Reclassified Statement of Financial Position

09/30/2016	Reclassified Statement of Financial Position	09/30/2017	06/30/2017	12/31/2016
	(EUR million)			
3,409.0	Fixed assets	3,280.8	3,320.3	3,372.2
205.7	Net working capital	140.8	210.1	160.2
(6.4)	Employees' severance indemnities	(6.6)	(6.5)	(6.7)
365.6	Other assets	319.7	329.3	310.1
(685.4)	Other liabilities	(582.2)	(586.6)	(549.5)
3,288.5	Net invested capital	3,152.6	3,266.7	3,286.3
1,559.7	Group Shareholders' Equity	1,782.5	1,752.6	1,729.1
51.8	Minority interests	0.0	0.0	0.0
1,677.0	Net financial indebtedness	1,370.1	1,514.1	1,557.2
3,288.5	Shareholders' equity and financial debt	3,152.6	3,266.7	3,286.3

Cash Flow

3th quarter			9 months	
2017	2016		2017	2016
		CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:		
		<i>(EUR million)</i>		
83.3	70.5	Adjusted cash flow from current operations ⁽¹⁾	306.2	302.0
0.0	0.0	Income tax paid	(15.2)	(8.7)
69.2	107.4	Change in working capital	22.4	(2.4)
0.1	(3.1)	Change in other operating assets and liabilities	(5.6)	(32.1)
152.6	174.7	TOTAL	307.8	258.9
		CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:		
(11.0)	(12.3)	Net investments on tangible and intangible fixed assets	(35.2)	(28.0)
(0.4)	0.9	Net investments in financial fixed assets	15.0	5.4
(11.4)	(11.4)	Total	(20.1)	(22.6)
		CASH FLOW FROM SHAREHOLDERS' EQUITY:		
0.0	0.0	Distributed dividends	(74.4)	(142.8)
2.7	(0.4)	Other changes in equity ⁽³⁾	13.3	(16.4)
2.7	(0.4)	Total	(61.1)	(159.2)
0.0	0.2	CHANGES IN SCOPE OF CONSOLIDATION⁽²⁾	(39.5)	(306.3)
144.0	163.2	CHANGE IN NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	187.1	(229.1)
1,514.1	1,840.1	INITIAL NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	1,557.2	1,447.9
(144.0)	(163.2)	CHANGE IN THE PERIOD	(187.1)	229.1
1,370.1	1,677.0	FINAL NET FINANCIAL INDEBTEDNESS	1,370.1	1,677.0

⁽¹⁾ the item does not include inventory gains (losses) and current income tax for the period.

⁽²⁾ the change in the scope of consolidation in the first nine months of 2017 refers to the line-by-line consolidation of the German companies acquired from the DIF RE Group. The figures relating to the first nine months of 2016 refer principally to the line-by-line consolidation of the companies acquired from Impax Asset Management.

⁽³⁾ the other changes in shareholders' equity mainly refer to the changes in the cash flow hedge reserve linked to the financial derivatives

Alternative performance indicators

To enhance understandability of business performance, the operating results are also shown excluding non-recurring items and **inventory gains (losses)**¹².

As from the Interim Report on Operations at 31 March 2017, these results, previously defined as “at replacement costs”, are indicated with the definition “recurring”.

Recurring results are indicators that are not defined in International Financial Reporting Standards (IAS/IFRS). Management deems that these indicators are important parameters for measuring the ERG Group’s operating performance, and are generally used by operators in the petroleum and energy industry in their financial reporting.

Since the composition of these indicators is not regulated by the applicable accounting standards, the method used by the Group to determine these measures may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

The components used to determine the calculation of recurring results are described below.

Non-recurring items include significant income entries of an unusual nature.

Inventory gains (losses)¹ are equal to the difference between the replacement cost of sold products in the period and the cost resulting from application of the weighted average cost. They represent the higher (lower) value, in the event of price increases (decreases), applied to the quantities corresponding to levels of inventories physically present at the beginning of the period and still present at the end of the period.

The equity investment in the TotalErg joint venture is consolidated using the equity method of accounting.

¹² Inventory gains and losses refer solely to the “income from equity investment” and refer to the TotalErg joint venture

Reconciliation with operating results at adjusted replacement cost

3th quarter			9 months	
2017	2016	EBITDA	2017	2016
98.3	77.6	EBITDA	356.4	348.8
<i>Exclusion of non-recurring items:</i>				
Programmable Sources				
0.0	0.0	- Charges for company reorganisation	0.0	0.3
Non Programmable Sources				
0.0	0.0	- Charges for company reorganisation	0.0	0.9
0.0	(0.0)	- Ancillary charges - extraordinary operations	0.0	0.9
98.3	77.6	EBITDA at replacement cost	356.4	350.9
GROUP'S NET PROFIT (LOSS)			1st Half	
			2017	2016
30.0	19.5	Group net result	114.4	92.0
(4.0)	(0.4)	<i>Exclusion of inventory gains / losses</i>	(1.2)	(6.4)
<i>Exclusion of non-recurring items:</i>				
0.0	(0.0)	<i>Exclusion of ancillary charges - extraordinary operations</i>	0.0	0.8
0.0	0.5	<i>Exclusion of TotalErg non-recurring items</i>	0.0	0.8
0.0	0.0	<i>Exclusion of loan prepayment effects</i>	0.0	5.9
0.0	0.0	<i>Exclusion of charges for company reorganisation</i>	0.0	0.8
0.0	(11.0)	<i>Exclusion of financial gains / charges on minorities option</i>	0.0	(11.0)
25.9	8.6	Group net profit (loss) at replacement cost	113.2	82.9

Fine Comunicato n.0118-21

Numero di Pagine: 32