



# SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-15-2018	Data/Ora Ricezione 15 Maggio 2018 07:51:46	MTA
--	--	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 103852

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : REGEM

Data/Ora Ricezione : 15 Maggio 2018 07:51:46

Data/Ora Inizio : 15 Maggio 2018 07:51:47

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approvail Resoconto Intermedio  
sulla Gestione al 31/03/18-The BoD  
approves the Interim Report on Operations  
as at31/03/18

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



Comunicato stampa

**Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.  
approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2018**

***MOL consolidato adjusted<sup>1</sup>: 162 milioni di Euro, 151 milioni nel primo trimestre 2017 restated<sup>2</sup>***

***Risultato netto di Gruppo adjusted<sup>1</sup>: 56 milioni di Euro, 54 milioni nel primo trimestre 2017 restated<sup>2</sup>***

**Genova, 15 maggio 2018** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2018.

**Risultati finanziari consolidati *adjusted*<sup>1</sup>**

Principali dati economici (milioni di Euro)	Primo trimestre		
	2018	2017 restated <sup>2</sup>	Var. %
<b>MOL</b>	162	151	+7%
<b>Risultato operativo netto</b>	94	90	+5%
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	56	54	+3%

	31.03.18	31.12.17	Variazione
<b>Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)</b>	1.229	1.233	-4
<b>Leverage<sup>3</sup></b>	38%	40%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato: **“Molto bene i risultati del primo trimestre in miglioramento rispetto all’anno scorso. La crescita a parità di perimetro delle produzioni nell’idroelettrico e nell’eolico, cui si aggiungono il contributo dei nuovi asset nel solare, e quello della maggiore potenza eolica installata in Francia, in Germania e seppur temporaneamente in Gran Bretagna, ha consentito di compensare sia uno scenario prezzi ed incentivi inferiore, che la diminuzione della potenza eolica incentivata. Buona anche la performance del termoelettrico che, grazie alla flessibilità del proprio impianto ed all’attività di Energy Management, ha incrementato la propria redditività nel periodo, beneficiando inoltre nel trimestre di prezzi più alti per i Titoli di Efficienza Energetica prodotti. Alla luce di questi risultati siamo decisamente confidenti nel confermare la *guidance* per l’EBITDA previsto a fine anno di 475 milioni di euro. Infine, per riflettere la recente acquisizione in Francia di Epuron, il cui Closing è previsto in questi giorni e che di fatto rappresenta un’anticipazione ed accelerazione degli investimenti previsti nel Piano, incrementiamo a circa 500 milioni di Euro la previsione degli investimenti a fine anno, dai precedenti 450 milioni, e l’indebitamento netto a circa 1.300 milioni di Euro, dai precedenti 1.260 milioni, inclusivo della imminente distribuzione di dividendi per 172 milioni di euro.”**

<sup>1</sup> Al fine di facilitare la comprensione dell’andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l’esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items); tali risultati sono indicati con la definizione “adjusted”. Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifica sezione del presente Comunicato “Indicatori Alternativi di Performance”

<sup>2</sup> Per la definizione e riconciliazione dei valori Restated si rimanda a quanto indicato nelle Premesse del presente Comunicato

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

## Premesse

- **Informativa trimestrale**

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.

- **Dati comparativi restated**

- La cessione di **TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, ha segnato la definitiva uscita dal mondo OIL del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo i risultati adjusted<sup>4</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel primo trimestre 2017 tale contributo risultava positivo per 6 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).
- A partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione dei ricavi a valori netti per evidenziare il solo margine di intermediazione.

(milioni di Euro)	1° trimestre 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	1° trimestre 2017 restated
<b>Principali dati economici</b>				
Ricavi della gestione caratteristica	303	(0)	(2)	300
<b>Margine operativo lordo recurring</b>	<b>151</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>151</b>
<b>Risultato operativo netto recurring</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>90</b>
Risultato netto	65	(11)	0	54
di cui Risultato netto di Gruppo	65	(11)	0	54
<b>Risultato netto di Gruppo recurring</b>	<b>61</b>	<b>(6)</b>	<b>0</b>	<b>54</b>

## Primo trimestre 2018

Nel primo trimestre 2018 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 284 milioni, in diminuzione rispetto ai 300 milioni del 2017.

Il **margine operativo lordo adjusted** si attesta a 162 milioni, superiore rispetto ai 151 milioni registrati nel 2017. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Eolico:** margine operativo lordo pari a 107 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (104 milioni), in conseguenza principalmente dei migliori risultati all'estero (+7 milioni) grazie alle maggiori produzioni dovute sia ad una buona ventosità che al contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK e alle maggiori capacità installate in Francia e Germania. I maggiori risultati all'estero sono stati solo in parte compensati dai minori risultati dei parchi eolici in Italia (-4 milioni), dovuti principalmente alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto all'86% del 2017) e al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), parzialmente compensati dalle maggiori produzioni e dalle attività di copertura dell'Energy Management.

**Solare:** margine operativo lordo pari a 5 milioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da Forvei, di cui 5 milioni per ricavi da conto energia e 1 milione da ricavi a mercato, al netto di circa 1 milione di costi fissi relativi principalmente a costi di manutenzione.

<sup>4</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino

**Idroelettrico:** margine operativo lordo di 35 milioni, risulta in linea rispetto all'esercizio precedente che beneficiava tuttavia per 8 milioni del recupero di incentivi pregressi legati all'annullamento della revoca IAFR di alcuni impianti. Al netto di tale effetto i risultati sono in forte crescita grazie all'elevata idraulicità registrata nel periodo ed in particolare nel mese di marzo.

**Termoelettrico:** il risultato del termoelettrico, pari a 18 milioni, in aumento di 4 milioni rispetto ai 14 milioni del primo trimestre 2017 a seguito della maggiore performance riscontrata sui mercati dell'energia grazie all'effetto delle coperture ed alla modulazione della produzione, nonché per il permanere di una redditività elevata dei Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento. Tali elementi hanno più che compensato un andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO2.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 94 milioni (90 milioni nel primo trimestre 2017) dopo ammortamenti per 69 milioni (62 milioni nel 2017).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 56 milioni, in lieve crescita rispetto al risultato di 54 milioni del primo trimestre 2017 restated, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 85 milioni (54 milioni nel primo trimestre 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.229 milioni, in lieve decremento (-4 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 e riflette principalmente il positivo flusso di cassa operativo del periodo (98 milioni), l'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni) in parte compensati dagli impatti derivanti dall'acquisizione degli impianti solari in Italia (346 milioni) e di due parchi eolici in Francia (12 milioni).

## Investimenti

Milioni di Euro	Primo trimestre	
	2018	2017
Eolico	17	8
Solare	346	n.a.
Idroelettrico	0	1
Termoelettrico	2	2
Corporate	1	0
<b>Totale investimenti</b>	<b>365</b>	<b>11</b>

Nel primo trimestre 2018 gli **investimenti** sono stati 365 milioni (11 milioni nel primo trimestre 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (346 milioni di Euro) e di due parchi eolici in Francia (12 milioni). Inoltre nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 8 milioni** di cui il 65% nel settore Eolico (74% nel 2017), principalmente relativi al progetto Linda in Germania, il 19% nel settore Termoelettrico (17% nel 2017) e il 10% nel settore Corporate (4% nel 2017).

**Eolico:** gli investimenti del primo trimestre 2018 (17 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione da Vent d'Est SAS del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée SAS di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense SAS di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005) ed all'acquisizione del progetto Linda per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW.

**Solare:** gli investimenti del periodo si riferiscono all'acquisizione di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030. L'*enterprise value* dell'operazione è stato pari a circa 346 milioni di Euro, inclusivo della valutazione al fair value dei finanziamenti relativi all'acquisizione.

**Idroelettrico:** gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 0,3 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

**Termoelettrico:** gli investimenti del primo trimestre 2018 (2 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. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

### Dati operativi

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

Nel corso del primo trimestre 2018, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,7 TWh (3,5 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 2,2 TWh (2,0 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,5 TWh all'estero e 1,7 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (2,1% anche nel primo trimestre 2017).

Produzioni Energia Elettrica (GWh)	1° trimestre			
	2018	2017	Δ	Δ%
<b>Produzione eolica</b>	<b>1.219</b>	<b>1.062</b>	<b>157</b>	<b>15%</b>
<i>di cui Italia</i>	732	658	75	11%
<i>di cui Estero</i>	487	405	82	20%
<b>Produzione solare</b>	<b>21</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Produzione idroelettrica</b>	<b>469</b>	<b>386</b>	<b>84</b>	<b>22%</b>
<b>Produzione termoelettrica</b>	<b>527</b>	<b>600</b>	<b>-73</b>	<b>-12%</b>
<b>Produzioni complessive impianti ERG</b>	<b>2.237</b>	<b>2.048</b>	<b>189</b>	<b>9%</b>

Per quanto riguarda le produzioni, nel primo trimestre del 2018 si segnala in particolare:

**Eolico:** la **produzione eolica** è stata pari a 1.219 GWh, in aumento rispetto al primo trimestre 2017 (1.062 GWh), in crescita di circa l'11% in Italia (da 658 GWh a 732 GWh) ed in aumento del 20% all'estero (da 405 GWh a 487 GWh). La crescita delle produzioni in Italia (+75 GWh) è legata a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nel primo trimestre 2017 sostanzialmente in tutte le regioni.

Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di +82 GWh è attribuibile al contributo dell'impianto in Irlanda del Nord (29 GWh), oltre che alle maggiori produzioni in Francia e Germania che hanno beneficiato anche delle produzioni degli impianti tedeschi (DIF) e francesi (Vent d'est) rispettivamente per 23 GWh e 11 GWh non presenti nell'analogo periodo del 2017. Tali maggiori produzioni all'estero sono state in parte mitigate da minori produzioni nell'Europa dell'Est (-20 GWh) rispetto allo stesso periodo del 2017.

**Solare:** la **produzione solare** è stata pari a 21 GWh e riferisce agli impianti acquisiti a inizio anno.

**Idroelettrico:** la **produzione idroelettrica**, che beneficia della buona idraulicità riscontrata nel periodo, è stata complessivamente di 469 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2017 (405 GWh), nonché alla media storica decennale.

**Termoelettrico:** la **produzione termoelettrica** è stata di 527 GWh, in calo di 73 GWh rispetto allo stesso periodo del 2017 (600 GWh).

### Principali fatti avvenuti nel corso del trimestre

In data **10 gennaio 2018** ERG ha ceduto il 51% delle azioni di TotalErg S.p.A. e del 51% delle quote di

Total Italia S.r.l. L'operazione si è conclusa a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente ed al completamento della scissione del suddetto ramo di azienda di TotalErg S.p.A. a favore di Total Italia S.r.l..

In data **12 gennaio 2018** ERG ha acquisito, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., da VEI Green S.r.l., holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, il 100% di ForVeI S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.

In data **12 gennaio 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Wind Park Beteiligungs GmbH, ha acquisito il 100% del capitale di Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW ed una produzione stimata a regime di circa 50 GWh annui.

In data **7 marzo 2018** il CdA ERG ha approvato il Piano Strategico 2018-2022,

In data **21 marzo 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha acquisito da Vent d'Est SAS il 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW

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

In data **6 aprile 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., per l'acquisizione in Francia di due parchi eolici (26 MW) e di una pipeline di circa 750 MW. Il Closing dell'operazione è previsto nel corso del secondo trimestre del 2018.

In data **23 aprile 2018** l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione, confermando Edoardo Garrone alla Presidenza e deliberando il pagamento di un dividendo di 1,15 Euro per azione di cui 0,40 Euro straordinario. Il Consiglio di Amministrazione di ERG ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo, Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.

In data **27 aprile 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto un accordo con Global Wind Power France per l'acquisizione del 100% del capitale di WP France SAS, società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico in Francia da 6,9 MW.

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

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2018:

**Eolico:** ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie all'acquisto di due parchi eolici in Francia per 26MW e una società di sviluppo con una pipeline di 750MW, che permetteranno di raggiungere entro la fine del 2018 una capacità installata nel Paese di circa 300MW.

Per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione a seguito dell'uscita progressiva nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 72MW e del minor prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017. Tali effetti saranno solo marginalmente compensati dalla ventosità attesa di poco superiore a quella registrata nel 2017.

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

**Solare:** ERG nel 2018 è entrata nel Solare con l'acquisizione di FORVEI (89 MW), rafforzando ulteriormente la propria strategia di diversificazione tecnologica. Inoltre, la dimensione rilevante dell'operazione consentirà di ampliare ed ottimizzare il portafoglio di Energy Management e di capitalizzare le competenze industriali nella gestione degli assets.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Solare contribuirà ad aumentare il risultato del gruppo rispetto al 2017, anno in cui il gruppo non era ancora entrato in questa tecnologia.

**Idroelettrico:** ERG nel corso del 2018 continuerà nell'operazione di consolidamento del Nucleo idroelettrico di Terni. Si prevedono risultati in crescita grazie ai maggiori volumi attesi rispetto all'anno precedente, tali da più che compensare il minore prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni e i ricavi legati al recupero di incentivi pregressi di circa 8 milioni di cui aveva beneficiato l'idroelettrico nel 2017.

**Termoelettrico:** ERG nel corso del 2018 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT di ERG Power. Si prevedono risultati in riduzione a seguito di uno scenario prezzi meno favorevole, in parte mitigati dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, dalla massimizzazione della cogeneratività ad alto rendimento, dai recuperi di efficienza operativa e dall'attività di Energy Management.

Nel complesso per l'esercizio 2018 si attende un margine operativo lordo di circa 475 milioni di Euro, in lieve crescita rispetto al 2017 nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il minor prezzo incentivo Grin (99 vs 107 €/MWh su volumi incentivati Wind e Hydro); tali effetti vengono compensati dalla previsione di maggiori volumi su Hydro e dal contributo dei nuovi assets del Solare.

La generazione di cassa di ERG, sia operativa che derivante dalle dismissioni di TotalErg e Brockaghboy, consentirà di mantenere l'indebitamento sostanzialmente stabile a circa 1,3 miliardi (1,2 nel 2017) compensando i nuovi investimenti per circa 500 milioni, la distribuzione ordinaria e straordinaria del dividendo a 1,15€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

### **Ulteriori informazioni**

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato Nomine e Compensi e sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha definito le condizioni necessarie a dare attuazione al Piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020, approvato dal Consiglio di Amministrazione, sempre su proposta del Comitato Nomine e Compensi e sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale, il 7 marzo 2018 nonché dall'Assemblea degli Azionisti il 23 aprile 2018 ai sensi dell'articolo 114-bis del Testo Unico della Finanza. Si richiama al riguardo quanto illustrato, ai fini dell'Assemblea degli Azionisti del 23 aprile 2018, nel documento informativo redatto ai sensi dell'art. 114-bis del Testo Unico della Finanza e nella relazione sulla remunerazione predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza disponibili sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)). La Società provvederà a fornire al mercato le informazioni relative al Piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020 in occasione delle comunicazioni previste dall'art. 84-bis, comma 5, del Regolamento Emittenti.

Il Consiglio di Amministrazione – su proposta del Comitato Nomine e Compensi e con il parere favorevole del Collegio Sindacale – ha determinato in continuità con le decisioni assunte nel corso del triennio 2015-2017 e coerentemente con la vigente Politica di remunerazione della Società, la remunerazione del Presidente, del Vice Presidente Esecutivo e del Vice Presidente, per l'esercizio 2018, dell'Amministratore Delegato per il triennio 2018-2020 e di quei membri del Comitato Strategico che non sono dipendenti del Gruppo e non ricoprono cariche nel Consiglio di Amministrazione, per l'esercizio 2018.

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

*La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nel Resoconto Intermedio sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato recurring.*

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

*Il presente comunicato stampa, emesso il 15 maggio 2018 alle ore 7,50 CEST), è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://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](http://www.emarketstorage.com)). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 31 marzo 2018 è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://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](http://www.emarketstorage.com)).*

### **Contatti:**

**Sabina Alzona** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311  
**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu) - [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)  
**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)  
[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - [@ergnow](mailto:@ergnow)



## Sintesi dei risultati

Anno 2017 restated	(milioni di Euro)	1°trimestre	
		2018	2017 restated
<b>Principali dati economici</b>			
1.056	Ricavi della gestione caratteristica	284	300
<b>472</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>162</b>	<b>151</b>
<b>220</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>94</b>	<b>90</b>
207	Risultato netto	85	54
207	di cui Risultato netto di Gruppo	85	54
<b>117</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>56</b>	<b>54</b>
<b>Principali dati finanziari</b>			
<b>3.110</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.197</b>	<b>3.269</b>
1.877	Patrimonio netto	1.968	1.805
1.233	Indebitamento finanziario netto totale <sup>(2)</sup>	1.229	1.464
1.115	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>	1.365	1.279
40%	Leva finanziaria	38%	45%
<b>45%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>	<b>57%</b>	<b>50%</b>
<b>Dati operativi</b>			
<b>1.814</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>1.783</b>
3.613	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	1.219
<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<i>MW</i>	<b>480</b>
2.453	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	527
<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>527</b>
1.144	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	469
n.a.	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>90</b>
n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>	21
<b>11.747</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<i>milioni di KWh</i>	<b>3.654</b>
54	Investimenti <sup>(4)</sup>	<i>milioni di Euro</i>	365
<b>714</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<i>Unità</i>	<b>714</b>
<b>Ricavi netti unitari</b>			
144,0	Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>	125,9
96,4	Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>	93,4
88,3	Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>	87,5
45,5	Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>	50,0
62,5	Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	71,1
57,8	Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>	49,7
97,9	Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>	100,4
n.a.	Solare	<i>Euro/MWh</i>	288,5
109,1	Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>	94,0
45,5	Termoelettrico	<i>Euro/MWh</i>	50,8

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici *adjusted* con l'esclusione pertanto degli special items. I dati comparativi 2017 restated non tengono conto dei risultati di TotalErg, ceduta nel gennaio 2018.

<sup>(1)</sup> non include gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate

<sup>(2)</sup> comprende il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg

<sup>(3)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi

<sup>(4)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti M&A pari a 357 milioni effettuati nel 1° trimestre 2018 per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania. Nell'anno 2017 gli investimenti M&A erano pari a 39,5 milioni



## Sintesi dei risultati per settore

Anno 2017 restated	(milioni di Euro)	1°trimestre	
		2018	2017 restated
	<b>Ricavi della gestione caratteristica <i>adjusted</i></b>		
445	<b>Eolico</b>	133	137
n.a.	<b>Solare</b>	6	n.a.
137	<b>Idroelettrico</b>	44	46
473	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	101	117
38	<b>Corporate</b>	9	10
(37)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(9)	(10)
<b>1.056</b>	<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>284</b>	<b>300</b>
	<b>Margine operativo lordo <i>adjusted</i></b>		
316	<b>Eolico</b>	107	104
n.a.	<b>Solare</b>	5	n.a.
94	<b>Idroelettrico</b>	35	35
78	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	18	14
(16)	<b>Corporate</b>	(2)	(2)
<b>472</b>	<b>Margine operativo lordo <i>recurring</i></b>	<b>162</b>	<b>151</b>
	<b>Ammortamenti e svalutazioni:</b>		
(160)	<b>Eolico</b>	(41)	(38)
n.a.	<b>Solare</b>	(5)	n.a.
(58)	<b>Idroelettrico</b>	(15)	(15)
(31)	<b>Termoelettrico</b>	(8)	(8)
(3)	<b>Corporate</b>	(1)	(1)
<b>(252)</b>	<b>Ammortamenti <i>recurring</i></b>	<b>(69)</b>	<b>(62)</b>
	<b>Risultato operativo netto:</b>		
156	<b>Eolico</b>	66	65
n.a.	<b>Solare</b>	0	n.a.
35	<b>Idroelettrico</b>	20	21
48	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	11	7
(19)	<b>Corporate</b>	(3)	(3)
<b>220</b>	<b>Risultato operativo netto <i>recurring</i></b>	<b>94</b>	<b>90</b>
	<b>Investimenti</b> <sup>(2)</sup>		
75	<b>Eolico</b>	17	8
n.a.	<b>Solare</b>	346	n.a.
6	<b>Idroelettrico</b>	0	1
10	<b>Termoelettrico</b>	2	2
3	<b>Corporate</b>	1	0
<b>94</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>365</b>	<b>11</b>

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

<sup>(2)</sup> Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti M&A

## Conto Economico riclassificato adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli *special items*.

Come già indicato nelle Premesse, sono esposti i dati comparativi restated per tenere conto della variazione di perimetro legata a TotalErg e dell'applicazione dell'IFRS 15.

Per la definizione degli indicatori, la composizione degli schemi e la riconciliazione dei relativi importi nonché per la costruzione dei dati comparativi restated si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

	1°trimestre	
	2018	2017 restated
<i>(milioni di Euro)</i>		
Ricavi della gestione caratteristica	284,4	300,5
Altri ricavi e proventi	2,8	2,8
<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>287,1</b>	<b>303,3</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(69,3)	(99,4)
Costi per servizi e altri costi operativi	(40,7)	(37,4)
Costi del lavoro	(14,6)	(15,2)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>162,5</b>	<b>151,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(68,6)	(61,5)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>93,9</b>	<b>89,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(18,1)	(16,5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>75,9</b>	<b>73,3</b>
Imposte sul reddito	(19,5)	(18,9)
<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>56,4</b>	<b>54,4</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	0,0
<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>56,3</b>	<b>54,4</b>

## Stato Patrimoniale riclassificato

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio obbligatorio, indicato nelle Note al Bilancio pubblicate in occasione della relazione finanziaria annuale e della relazione finanziaria semestrale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Tali schemi sono comunque coerenti con quelli di bilancio obbligatori. Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

<b>Stato Patrimoniale riclassificato</b>	<b>31/03/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<i>(milioni di Euro)</i>		
Capitale immobilizzato	3.322,6	3.260,8
Capitale circolante operativo netto	196,9	150,0
Trattamento di fine rapporto	(6,4)	(6,4)
Altre attività	318,8	278,7
Altre passività	(634,9)	(573,0)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.197,0</b>	<b>3.110,1</b>
Patrimonio netto di Gruppo	1.966,7	1.877,5
Patrimonio netto di terzi	1,2	0,0
Indebitamento finanziario netto	1.229,1	1.232,7
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.197,0</b>	<b>3.110,1</b>

## Cash Flow

	1° trimestre	
	2018	2017
Margine operativo lordo adjusted	162,5	151,3
Variazione capitale circolante	(64,6)	(37,5)
<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>97,9</b>	<b>113,8</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(8,1)	(10,7)
Acquisizioni di aziende ( <i>business combination</i> )	(357,3)	-
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(1,7)	(0,2)
Cessione partecipazione TotalErg	179,5	-
Cessione net assets Brockaghboy	105,8	-
Disinvestimenti e altre variazioni	(1,3)	-
<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(83,1)</b>	<b>(11,0)</b>
Proventi (oneri) finanziari	(18,1)	(16,5)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,0	(0,0)
<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(18,0)</b>	<b>(16,5)</b>
<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	-	-
Distribuzione dividendi	-	-
Altri movimenti di patrimonio netto	8,9	6,6
<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>8,9</b>	<b>6,6</b>
<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>(2,2)</b>	-
<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.232,7</b>	<b>1.557,2</b>
<i>Variazione netta</i>	(3,6)	(92,9)
<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.229,1</b>	<b>1.464,3</b>

Il **Cash Flow operativo** del primo trimestre 2018 è positivo per 98 milioni, in diminuzione di 16 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 principalmente per dinamiche stagionali del circolante influenzate dall'uscita dall'IVA di Gruppo di TotalErg.

Il **cash flow da investimenti** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (346 milioni) e di Vent d'Est SAS (12 milioni). Per un'analisi dettagliata degli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali effettuati nel periodo si rimanda al relativo capitolo.

Il cash flow da disinvestimenti è legato principalmente alla cessione della partecipazione in TotalErg e del parco eolico UK di Brockaghboy.

Il **cash flow da gestione finanziaria** si riferisce ai maggiori debiti legati agli interessi maturati nel periodo.

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente agli effetti della transizione all'IFRS 9 alla data di prima applicazione (1° gennaio 2018) al netto dei relativi effetti fiscali. La voce comprende inoltre gli effetti dell'applicazione nel trimestre del suddetto principio

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce agli effetti del consolidamento integrale di partecipazioni precedentemente rilevate con il metodo del costo in quanto non ancora operative (WP France 6) o di dimensioni non significative (ISAB Energy Solare).

## Indicatori alternativi di performance

### Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "Risultati adjusted".

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 indicate le definizioni degli IAP utilizzati dal Gruppo nonché una riconciliazione con le voci degli schemi di bilancio adottati:

- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio.
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) al netto dei relativi effetti fiscali
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal presente Resoconto comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A.
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione di TotalErg oltre che la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto

## Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

Anno 2017 restated	MARGINE OPERATIVO LORDO	Nota	1° trimestre	
			2018	2017 restated
457,6	Margine operativo lordo attività continue		159,2	151,3
2,3	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	3,3	-
459,9	Margine operativo lordo		162,5	151,3
12,4	Esclusione Special items: - Storno oneri accessori operazioni straordinarie		-	-
472,3	Margine operativo lordo adjusted		162,5	151,3
	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
(250,9)	Ammortamenti attività continue		(67,9)	(61,5)
(1,3)	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	(0,7)	-
(252,2)	Ammortamenti e svalutazioni adjusted		(68,6)	(61,5)
	<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>			
107,9	Risultato netto di Gruppo		84,9	54,4
9,3	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie		-	-
-	Esclusione plusvalenza cessione Brockaghboy	2	(26,3)	-
-	Esclusione proventi netti (IFRS 9) su refinancing	3	(2,3)	-
117,2	Risultato netto di Gruppo adjusted		56,3	54,4

- I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.  
Nel presente Resoconto vengono esposti e commentati nell'attività ordinaria i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018-07 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione della gestione del Bilancio 2017.
- La già commentata cessione di Brockaghboy ha comportato la rilevazione di una plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie che ai fini del presente Resoconto è considerata special item
- Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di un finanziamento. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel trimestre di un provento per circa 3 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, riconoscendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione differiti lungo la durata del debito e non tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi *adjusted* esposti e commentati nel presente Resoconto.

1° trimestre 2018

	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	281,4	2,9	-	284,4
Altri ricavi e proventi	1,9	0,9	-	2,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>283,3</b>	<b>3,8</b>	-	<b>287,1</b>
Costi per acquisti	(69,8)	(0,0)	-	(69,8)
Variazioni delle rimanenze	0,4	-	-	0,4
Costi per servizi e altri costi operativi	(40,1)	(0,6)	-	(40,7)
Costi del lavoro	(14,6)	-	-	(14,6)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>159,2</b>	<b>3,3</b>	-	<b>162,5</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(67,9)	(0,7)	-	(68,6)
<b>Risultato operativo</b>	<b>91,3</b>	<b>2,6</b>	-	<b>93,9</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(14,6)	(0,6)	(2,8)	(18,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	26,8	(26,8)	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>76,7</b>	<b>28,8</b>	<b>(29,6)</b>	<b>75,9</b>
Imposte sul reddito	(20,3)	(0,2)	1,0	(19,5)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>56,5</b>	<b>28,5</b>	<b>(28,6)</b>	<b>56,4</b>
Risultato netto attività cedute	28,5	(28,5)	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>85,0</b>	-	<b>(28,6)</b>	<b>56,4</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>84,9</b>	-	<b>(28,6)</b>	<b>56,3</b>



## Dati comparativi restated 1° trimestre 2017

Si è ritenuto opportuno modificare i dati economici comparativi 2017 al fine di tenere conto di quanto di seguito commentato:

- la già commentata **cessione di TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, ha segnato la definitiva uscita dal mondo OIL del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo risultati adjusted<sup>5</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel primo trimestre 2017 tale contributo risultava positivo per 6 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).
- a partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione netta (netting) di alcuni costi operativi a riduzione dei ricavi.

	1° Trimestre 2017	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno Impatto TotalErg	1° Trimestre 2017 adjusted RESTATED
Ricavi della gestione caratteristica	302,6	(2,1)	-	-	300,5
Altri ricavi e proventi	2,8	-	-	-	2,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>305,4</b>	<b>(2,1)</b>	-	-	<b>303,3</b>
Costi per acquisti	(98,7)	0,2	-	-	(98,5)
Variazioni delle rimanenze	(0,9)	-	-	-	(0,9)
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,3)	1,0	-	-	(37,4)
Costi del lavoro	(15,2)	-	-	-	(15,2)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>151,3</b>	<b>0,0</b>	-	-	<b>151,3</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(61,5)	-	-	-	(61,5)
<b>Risultato operativo</b>	<b>89,8</b>	<b>0,0</b>	-	-	<b>89,8</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(16,5)	-	-	-	(16,5)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	10,7	-	(4,4)	(6,2)	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>83,9</b>	<b>0,0</b>	<b>(4,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>73,3</b>
Imposte sul reddito	(18,9)	-	-	-	(18,9)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>65,0</b>	<b>0,0</b>	<b>(4,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>54,4</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>65,0</b>	<b>0,0</b>	<b>(4,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>54,4</b>
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>65,0</b>	<b>0,0</b>	<b>(4,4)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>54,4</b>

<sup>5</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino



## Press Release

### The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the Interim Report on Operations as at 31 March 2018

**Consolidated adjusted<sup>6</sup> EBITDA: €162 million, restated €151 million<sup>7</sup> in the first quarter of 2017**

**Adjusted<sup>1</sup> Group net result: €56 million, restated €54 million<sup>2</sup> in the first quarter of 2017**

**Genoa, 15 May 2018** – At its meeting held yesterday, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Interim Report on Operations as at 31 March 2018.

#### Consolidated adjusted<sup>1</sup> financial results

Performance highlights (million Euro)	First Quarter		
	2018	2017 restated <sup>2</sup>	Var. %
<b>EBITDA</b>	162	151	+7%
<b>EBIT</b>	94	90	+5%
<b>Group net result</b>	56	54	+3%

	31.03.18	31.12.17	Variation
<b>Net financial debt (million Euro)</b>	1,229	1,233	-4
<b>Leverage<sup>8</sup></b>	38%	40%	

Luca Bettonte, ERG's Chief Executive Officer, commented: "The first quarter results are very good and show an upturn compared to a year ago. The growth in hydroelectric and wind power output – given the same scope – together with the contribution from the new solar power assets and from the increased installed wind power capacity in France, Germany as well as, albeit temporarily, in UK, allowed us to offset both the poorer price and incentive scenario and the reduction in incentivised wind power capacity. A good performance was also reported by the thermoelectric power sector which, thanks to the flexibility of its plant and to the Energy Management business, was able to improve its profitability in the course of the period, also benefiting during the quarter from the higher prices as regards the Energy Efficiency Certificates generated. In view of these results, we are certainly confident about confirming the EBITDA guidance figure of Euro 475 million forecast for the end of the year. Lastly, in order to reflect our recent acquisition of Epuron, in France, for which the closing is scheduled to take place shortly and which effectively represents an anticipation and acceleration of investments included in the Plan, we have increased our year-end investment forecast from the previous Euro 450 million to around Euro 500 million, and net debt from the previous figure of Euro 1,260 million to approximately Euro 1,300 million, including the imminent distribution of dividends amounting to Euro 172 million."

<sup>6</sup> In order to facilitate the understanding of business performance, the financial results are shown excluding significant income components of a non-recurring nature (special items): these results are indicated using the term "adjusted". For a definition of the indicators and reconciliation of the amounts in question, reference is made to the specific section of this Press Release "Alternative Performance Indicators"

<sup>7</sup> For a definition and reconciliation of restated amounts reference is made to the Preliminary Remarks section of this Press Release

<sup>8</sup> The ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital

## Preliminary remarks

- **Quarterly report**

We mention that on 23 February 2017 ERG S.p.A.'s Board of Directors passed a resolution, pursuant to Article 82-ter of the Issuers' Regulations, to continue preparing on a voluntary basis interim reports on operations (at 31 March and 30 September) with contents aligned to those of previous years' interim reports, consistent with 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 end of the first and third quarters of the financial year.

- **Restated comparative data**

- The sale of **TotalErg** was completed on 10 January 2018 and marked the definitive exit from the OIL industry on the part of the ERG Group, whose business starting from 2018 thus exclusively concerns the market for the generation of electricity from renewable sources. The comparison of 2018 results with those for the corresponding periods in 2017 is therefore affected by this variation in scope: consequently, in order to facilitate the understanding of performance during the two periods, and bearing in mind the Group's new strategic and industrial positioning, the comparative financial data for 2017 have been modified, excluding the adjusted results<sup>9</sup> pertaining to the TotalErg joint venture which were previously consolidated using the equity method and stated at the line "Net income (loss) from equity investments". In the first quarter of 2017 this contribution was positive by Euro 6 million (+Euro 24 million as regards FY2017).
- Starting from 1 January 2018 accounting standard **IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers** has been applied, without significantly impacting the Group's Consolidated Financial Statements. More specifically, for some contracts ERG has been identified as "agent", providing for net revenue amounts to be reported showing just the total income.

(million Euro)	1st quarter 2017	Deconsolidation of TotalErg	IFRS 15 reclassifications	1st quarter 2017 restated
<b>Financial highlights</b>				
Revenues from ordinary operations	303	(0)	(2)	300
<b>Recurring EBITDA</b>	<b>151</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>151</b>
<b>Recurring EBIT</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>90</b>
Net result	65	(11)	0	54
of which Group net result	65	(11)	0	54
<b>Recurring Group net result</b>	<b>61</b>	<b>(6)</b>	<b>0</b>	<b>54</b>

## First quarter 2018

In the first quarter of 2018 **revenues from ordinary operations** totalled Euro 284 million, with a downturn compared to Euro 300 million in 2017.

Adjusted EBITDA, at Euro 162 million, showed an increase over Euro 151 million posted in 2017. This variation reflects the following factors:

- **Wind power:** EBITDA came to Euro 107 million, with an increase over the corresponding period a year earlier (Euro 104 million), mainly due to the improvement in overseas results (+Euro 7 million) as a result of the higher output reflecting both the good wind conditions and the contribution from the Brockaghboy wind farm in the UK and the increased installed capacity in France and Germany. The upturn in overseas results were only partly offset by the poorer results of the Italian wind farms (Euro -4 million), due above all to the lower incentivised output (72% of the total compared to 86% in 2017) and the downturn in unitary incentive value (Euro 99/MWh compared to Euro 107/MWh), to some extent compensated by the growth in output and the hedging activities carried out by Energy Management.
- **Solar power:** EBITDA, at Euro 5 million, concerned the facilities acquired from Forvei at the beginning of 2018, comprising Euro 5 million for energy account revenues, Euro 1 million for market

<sup>9</sup> Net of special items and inventory gains (losses)

revenues, net of around Euro 1 million for overheads mostly pertaining to maintenance costs.

- **Hydroelectric power:** EBITDA came to Euro 35 million and was in line with the previous year which however had benefited from the recovery of prior incentives totalling Euro 8 million in connection with the cancellation of the RES-E qualification revocation for certain plants. Net of this effect the results show a sharp growth thanks to the abundant water availability recorded during the period, especially in the month of March.
- **Thermoelectric power:** the result posted by the thermoelectric power business, at Euro 18 million, was up by Euro 4 million compared to Euro 14 million for the first quarter of 2017, following both the improved performance seen on the energy markets thanks to the effect of hedging and production modulation, and the continued high profitability of the Energy Efficiency Certificate revenues earned by the CCGT plant owing to its qualification as high yield cogeneration facility. These factors more than offset the less profitable trend in the spark spread since energy prices do not yet fully incorporate the higher cost of gas and CO<sub>2</sub>.

**Adjusted EBIT** came to Euro 94 million (Euro 90 million in the first quarter of 2017) after amortisation and depreciation totalling Euro 69 million (Euro 62 million in 2017).

The **Adjusted Group net result** amounted to Euro 56 million, with a slight upturn compared to the restated result of Euro 54 million for the first quarter of 2017, following the previously described increase in operating results.

The **Group net result** of Euro 85 million (restated Euro 54 million in the first quarter of 2017) reflects, in addition to the already described increased net operating results, also the capital gain from the sale of Brockaghboy.

**Net financial debt** came to Euro 1,229 million, showing a slight decrease (Euro -4 million) compared to 31 December 2017, and reflects above all the positive operating cash flow during the period (Euro 98 million) and the payments received for the sale of TotalErg (Euro 180 million) and Brockaghboy (Euro 106 million), which were partly offset by the impacts deriving from the acquisition of solar plants in Italy (Euro 346 million) and two wind farms in France (Euro 12 million).

## **Investments**

Million Euro	First quarter	
	2018	2017
Wind power	17	8
Solar power	346	n.a.
Hydroelectric power	0	1
Thermoelectric power	2	2
Corporate	1	0
<b>Total investments</b>	<b>365</b>	<b>11</b>

In the first quarter of 2018 **investments** amounted to Euro 365 million (Euro 11 million in the first quarter of 2017) and mainly concerned the acquisition of solar plants in Italy (Euro 346 million) and two wind farms in France (Euro 12 million). Furthermore, during the period investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets totalling Euro 8 million**, of which 65% in the Wind Power sector (74% in 2017), above all in connection with the Linda project in Germany, 19% in the Thermoelectric Power sector (17% in 2017) and 10% in the Corporate sector (4% in 2017).

**Wind Power:** investments in the first quarter of 2018 (Euro 17 million) primarily refer to the acquisition from Vent d'Est SAS 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 – 12.0 MW – which came on stream in 2007 and Parc Eolienne d'Epense SAS – 4.25 MW – which came on stream in 2005) and to the acquisition of the Linda project for the construction of a 21.6 MW wind farm in Germany.

**Solar Power:** investments during the period refer to the acquisition of 30 photovoltaic plants, which came on stream between 2010 and 2011 and are located in 8 regions between the North and South of Italy, with an installed capacity of 89 MW and annual output of around 136 GWh. The entire installed capacity is eligible for incentives, with an average expiry date of 2030. The transaction's enterprise value amounted to around Euro 346 million, including the fair value measurement of funding pertaining to the acquisition.

**Hydroelectric Power:** investments in hydroelectric power, amounting to Euro 0.3 million, refer above all to maintenance contracts and projects scheduled in the area of Health, Safety and the Environment.

**Thermoelectric Power:** investments in the first quarter of 2018 (Euro 2 million) primarily concerned ERG Power's CCGT facility, which continued with its initiatives aimed at maintaining the plants' operational efficiency, flexibility and reliability. Moreover, the scheduled interventions went ahead in the area of Health, Safety and the Environment.

### Operational data

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, hydroelectric and solar power plants, and to purchases on organised markets and via physical bilateral contracts.

Overall electricity sales in the first quarter of 2018 came to 3.7 TWh (3.5 TWh in the corresponding period of 2017), against a total of around 2.2 TWh produced by the Group's facilities (2.0 TWh in the corresponding period of 2017), of which approximately 0.5 TWh abroad and 1.7 TWh in Italy. The latter figure represents about 2.1% of overall domestic electricity demand (2.1% also in the first quarter of 2017).

Electricity output (GWh)	1st Quarter			
	2018	2017	Δ	Δ%
<b>Wind power output</b>	<b>1,219</b>	<b>1,062</b>	<b>157</b>	<b>15%</b>
- Italy	732	658	75	11%
- Overseas	487	405	82	20%
<b>Solar power output</b>	<b>21</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Hydroelectric power output</b>	<b>469</b>	<b>386</b>	<b>84</b>	<b>22%</b>
<b>Thermoelectric power output</b>	<b>527</b>	<b>600</b>	<b>-73</b>	<b>-12%</b>
<b>ERG plants total output</b>	<b>2,237</b>	<b>2,048</b>	<b>189</b>	<b>9%</b>

With regard to output, in the first quarter of 2018:

**Wind power:** wind power output totalled 1,219 GWh, with an upturn compared to the first quarter of 2017 (1,062 GWh), increasing by 11% in Italy (from 658 GWh to 732 GWh) and 20% abroad (from 405 GWh to 487 GWh). The growth in Italian output (+75 GWh) reflects the improved wind conditions with respect to those recorded in the first quarter of 2017 regarding essentially all regions.

Outside of Italy, the increase of +82 GWh is ascribable to the contribution from the plant in Northern Ireland (29 GWh), together with the higher output in France and Germany which also benefited from productions by the facilities in Germany (DIF) and France (Vent d'Est), amounting respectively to 23 GWh and 11 GWh; these were not present in the corresponding period of 2017. These higher productions abroad were partly mitigated by the poorer output in Eastern Europe (-20 GWh) compared to the same period in 2017.

**Solar power:** solar power output totalled 21 GWh and refers to plants acquired at the beginning of the year.

**Hydroelectric power:** hydroelectric power output, which benefited from the abundant water availability recorded during the period, totalled 469 GWh, with an increase compared to both the corresponding period in 2017 (405 GWh), and the ten-year historical average.

**Thermoelectric power:** thermoelectric power output totalled 527 GWh, down by 73 GWh compared to the corresponding period in 2017 (600 GWh).

### ***Main events during the quarter***

On **10 January 2018** ERG sold a 51% shareholding in TotalErg S.p.A. and a 51% stake in Total Italia S.r.l. Conclusion of the transaction followed approval by the competent Antitrust Authority and completion of the spin-off of the above mentioned TotalErg S.p.A. business unit in favour of Total Italia S.r.l..

On **12 January 2018** ERG, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., acquired from VEI Green S.r.l. - an investment holding company controlled by PFH S.p.A., with the participation of leading Italian institutional investors – a 100% stake in ForVei S.r.l., the ninth largest photovoltaic operator in Italy with a total installed capacity of 89 MW.

On **12 January 2018** ERG, through its subsidiary ERG Windpark Beteiligungs GmbH, acquired a 100% equity stake in Windpark Linda GmbH & Co. KG, holder of authorisations for the construction of a wind farm in Germany with a capacity of 21.6 MW and annual output when fully operational estimated at around 50 GWh.

On **7 March 2018** ERG's Board of Directors approved the 2018-2022 Strategic Plan.

On **21 March 2018** ERG, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS, acquired from Vent d'Est SAS a 75% equity interest in two companies owners of two wind farms in France with an overall capacity of 16.25 MW.

### ***Main events occurred after the end of the period***

On **6 April 2018** ERG, through its subsidiary ERG Power Generation S.p.A., signed an agreement with Impax New Energy Holding Cooperatief W.A. regarding the acquisition in France of two wind farms (26 MW) and a pipeline of approximately 750 MW. The transaction closing is scheduled to take place during the second quarter of 2018.

On **23 April 2018** the ERG S.p.A. Shareholders' Meeting appointed the new Board of Directors, confirming Edoardo Garrone as Chairman and resolving to pay a dividend of 1.15 Euro per share, including an extraordinary component of 0.40 Euro. ERG's Board of Directors confirmed Alessandro Garrone as Executive Deputy Chairman, Giovanni Mondini as Deputy Chairman and Luca Bettonte as Chief Executive Officer.

On **27 April 2018** ERG, through its subsidiary ERG Eolienne France SAS, signed an agreement with Global Wind Power France regarding the acquisition of a 100% equity interest in WP France SAS, the holder of rights, permits and authorisations for a 6.9 MW wind farm project in France.

### ***Business outlook***

Set out below is the foreseeable trend in the main scenario and performance indicators during 2018:

**Wind Power:** ERG continues to pursue its international development strategy in the Wind Power sector, via the acquisition of two wind farms in France with a total capacity of 26MW and a development company with a pipeline of 750MW, which will allow it to achieve an installed capacity in France of almost 300MW by the end of 2018.

Regarding Italy, a decline in EBITDA is expected as a result of around 72MW gradually leaving the incentive system during the year and the lower price of the incentive, the value of which is determined based on the average price of electricity recorded in 2017. These effects will be only marginally offset by the wind conditions which are expected to be slightly better than those recorded in 2017.

Overall, the Wind Power sector is expected to post a downturn in total EBITDA.



**Solar Power:** ERG entered the Solar Power sector in 2018 via the acquisition of FORVEI (89 MW), further consolidating its technological diversification strategy. Moreover, due to the significant size of the operation it will be possible to expand and optimise Energy Management's portfolio and capitalise industrial skills in the management of assets..

Overall EBITDA for the Solar Power sector is generally expected to contribute towards improving the Group's result compared to 2017, the year before the Group made its entry into this technology.

**Hydroelectric Power:** during 2018, ERG will continue interventions to consolidate the Terni hydroelectric complex. An upturn in results is expected due to the higher volumes anticipated compared to the previous year, such as to more than offset the lower price of the incentive provided for approximately 40% of output and the revenues connected with the recovery of prior incentives totalling around Euro 8 million which had benefited the hydroelectric power sector in 2017.

**Thermoelectric Power:** during 2018, ERG will continue to improve the operating efficiency of ERG Power's CCGT plant. A downturn in results is expected due to the less favourable price scenario, partially mitigated by participation in the dispatching services market, maximisation of high yield cogeneration, recovery of operational efficiency and the Energy Management business.

Overall 2018 EBITDA is forecast at around Euro 475 million, with a slight upturn compared to 2017 despite the decreasing incentivised perimeter in the Italian Wind Power sector and the lower *GRIN* incentive tariff (99 as opposed to 107 €/MWh on Wind and Hydro incentivised volumes); these effects are compensated by the forecast growth in volumes as regards the Hydro sector and by the contribution from the new Solar Power assets.

ERG's cash generation, both from operating activities and deriving from the sale of TotalErg and Brockaghboy, will make it possible to maintain debt essentially stable at around Euro 1.3 billion (Euro 1.2 billion in 2017), offsetting the new investments amounting to approximately Euro 500 million, the distribution of an ordinary and extraordinary dividend of €1.15 per share and the payment of financial charges.

### **Additional information**

The Board of Directors, following a proposal by the Nominations and Remuneration Committee and with the approval of the Board of Statutory Auditors, has defined the conditions required for implementation of the 2018-2020 Long-Term Incentive Plan, as approved by the Board of Directors on 7 March 2018, again following a proposal by the Nominations and Remuneration Committee and with the approval of the Board of Statutory Auditors, and by the Shareholders' Meeting on 23 April 2018 pursuant to Article 114-*bis* of the Consolidated Finance Act. In this connection, reference is made to the description provided, for the purposes of the Shareholders' Meeting on 23 April 2018, in the Information Document drawn up in accordance with Article 114-*bis* of the Consolidated Finance Act and in the remuneration report prepared in accordance with Article 123-*ter* of the Consolidated Finance Act, both of which are available on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)). The Company will provide the market with information concerning the 2018-2020 Long-Term Incentive Plan when making the disclosures set forth by Article 84-*bis*, paragraph 5 of the Issuers' Regulations.

The Board of Directors – following a proposal by the Nominations and Remuneration Committee and with the approval of the Board of Statutory Auditors – continuing the decisions taken during the three-year period 2015-2017 and in keeping with the Company's current Remuneration Policy, has determined the remuneration of the Chairman, the Executive Deputy Chairman and the Deputy Chairman, for FY2018, the Chief Executive Officer for the three-year period 2018-2020 and the members of the Strategic Committee who are not employees of the Group and do not hold offices within the Board of Directors, for FY2018.

*In reference to our estimates and forecasts, 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, the impact of regulations for the oil and energy industry, fuel distribution and 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 recurring results.*



*Pursuant to Article 154-bis(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 first quarter of 2018 will be illustrated to analysts and investors today at 11.00 a.m. (CEST), during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website ([www.erg.eu](http://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 eMarket Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minutes before the conference call.*

*This press release, issued at 7.50 a.m. (CEST) on 15 May 2018, is available to the public on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) in the section "Media/Press Releases", at the offices of Borsa Italiana and on the eMarket Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)). The Interim Report on Operations at 31 March 2018 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](http://www.erg.eu)) in the section "Investor Relations/Financial statements and reports", at the offices of Borsa Italiana and on the eMarket Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

**Contacts:**

**Sabina Alzona** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 mob. + 39 340 1091311  
**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu) - [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)  
**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)  
[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## Performance highlights

FY 2017 restated	(EUR million)	1st quarter		
		2018	2017 restated	
<b>Main Income Statement data</b>				
1,056	Revenues from ordinary operations	284	300	
<b>472</b>	<b>EBITDA adjusted</b>	<b>162</b>	<b>151</b>	
<b>220</b>	<b>EBIT adjusted</b>	<b>94</b>	<b>90</b>	
207	Net income	85	54	
207	of which Group net income	85	54	
<b>117</b>	<b>Group net profit (loss) adjusted <sup>(1)</sup></b>	<b>56</b>	<b>54</b>	
<b>Main Financial data</b>				
<b>3,110</b>	<b>Net invested capital</b>	<b>3,197</b>	<b>3,269</b>	
1,877	Shareholders' Equity	1,968	1,805	
1,233	Total net financial indebtedness <sup>(2)</sup>	1,229	1,464	
1,115	of which non-recourse Project Financing <sup>(3)</sup>	1,365	1,279	
40%	Financial leverage	38%	45%	
<b>45%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>57%</b>	<b>50%</b>	
<b>Operating data</b>				
<b>1,814</b>	<b>Installed capacity at period end - wind farms</b>	<i>MW</i>	<b>1,783</b>	<b>1,720</b>
3,613	Electric power generation from wind farms	<i>milioni di KWh</i>	1,219	1,062
<b>480</b>	<b>Installed capacity - thermoelectric plants</b>	<i>MW</i>	<b>480</b>	<b>480</b>
2,453	Electric power generation from thermoelectric plants	<i>milioni di KWh</i>	527	600
<b>527</b>	<b>Installed capacity at period end - Hydroelectric plants</b>	<i>MW</i>	<b>527</b>	<b>527</b>
1,144	Electric power generation from hydroelectric plants	<i>milioni di KWh</i>	469	386
n.a.	<b>Installed capacity - solar plants</b>	<i>MW</i>	<b>90</b>	n.a.
n.a.	Electric power generation from solar plants	<i>milioni di KWh</i>	21	n.a.
<b>11,747</b>	<b>Total sales of electric power</b>	<i>milioni di KWh</i>	<b>3,654</b>	<b>3,538</b>
54	Investments <sup>(4)</sup>	<i>milioni di Euro</i>	365	11
<b>714</b>	<b>Employees at period end</b>	<i>Unità</i>	<b>714</b>	<b>715</b>
<b>Net unit revenues</b>				
144.0	Wind Italy	<i>Euro/MWh</i>	125.9	145.2
96.4	Wind Germany	<i>Euro/MWh</i>	93.4	96.5
88.3	Wind France	<i>Euro/MWh</i>	87.5	89.0
45.5	Wind Poland	<i>Euro/MWh</i>	50.0	43.5
62.5	Wind Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	71.1	67.1
57.8	Wind Romania	<i>Euro/MWh</i>	49.7	64.2
97.9	Wind UK	<i>Euro/MWh</i>	100.4	n.a.
n.a.	Solar	<i>Euro/MWh</i>	288.5	n.a.
109.1	Hydroelectric power	<i>Euro/MWh</i>	94.0	95.0
45.5	Thermoelectric power	<i>Euro/MWh</i>	50.8	43.7

To enhance understandability of business performance, recurring revenues and operating results are shown, therefore excluding special items. The comparative restated 2017 data not take account of the results of TotalErg, sold in January 2018.

<sup>(5)</sup> does not include special items and related applicable theoretical taxes

<sup>(6)</sup> includes the financial loan to api S.p.A. (EUR 36 million) as deferred component of the TotalErg sale price

<sup>(7)</sup> including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives to hedge interest rates

<sup>(8)</sup> in tangible and intangible fixed assets. Including M&A investments equal to EUR 357 million performed in the 1st quarter of 2018 for the acquisition of the companies of the ForVeI Group (solar) and for the acquisitions of companies owning wind farms in France and Germany. In 2017, M&A investments amounted to EUR 39.5 million

## Performance highlights by segment

FY 2017 restated	(EUR million)	1st quarter 2018	2017 restated
<b>Revenues from ordinary operations:</b>			
445	Wind power	133	137
n.a.	Solar	6	n.a.
137	Hydroelectric power	44	46
473	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	101	117
38	Corporate	9	10
(37)	Intra-segment revenues	(9)	(10)
<b>1,056</b>	<b>Total revenues</b>	<b>284</b>	<b>300</b>
<b>EBITDA adjusted</b>			
316	Wind power	107	104
n.a.	Solar	5	n.a.
94	Hydroelectric power	35	35
78	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	18	14
(16)	Corporate	(2)	(2)
<b>472</b>	<b>EBITDA adjusted</b>	<b>162</b>	<b>151</b>
<b>Amortisation, depreciation and write-downs</b>			
(160)	Wind power	(41)	(38)
n.a.	Solar	(5)	n.a.
(58)	Hydroelectric power	(15)	(15)
(31)	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	(8)	(8)
(3)	Corporate	(1)	(1)
<b>(252)</b>	<b>Amortisation and depreciation adjusted</b>	<b>(69)</b>	<b>(62)</b>
<b>EBIT</b>			
156	Wind power	66	65
n.a.	Solar	0	n.a.
35	Hydroelectric power	20	21
48	Thermoelectric power <sup>(1)</sup>	11	7
(19)	Corporate	(3)	(3)
<b>220</b>	<b>EBIT adjusted</b>	<b>94</b>	<b>90</b>
<b>Investments <sup>(2)</sup></b>			
75	Wind power	17	8
n.a.	Solar	346	n.a.
6	Hydroelectric power	0	1
10	Thermoelectric power	2	2
3	Corporate	1	0
<b>94</b>	<b>Total investments</b>	<b>365</b>	<b>11</b>

<sup>(3)</sup> Includes Energy Management contribution

<sup>(4)</sup> Including investments in tangible and intangible fixed assets and M&A investments

## Adjusted Income Statement

To enhance understandability of Group performance, the operating results are shown excluding non-recurring items. As already indicated in the Introduction, the pro forma comparative data are shown in order to take account of the change in scope linked to the TotalErg transaction and the application of IFRS 15.

For the definition of measures, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, as well as for the restatement of the comparative pro-forma figures, reference is made to what has been indicated in the section Alternative Performance Measures below.

	1st quarter	
	2018	2017 restated
<i>(EUR million)</i>		
Revenues from ordinary operations	284.4	300.5
Other revenues and income	2.8	2.8
<b>TOTAL REVENUES</b>	<b>287.1</b>	<b>303.3</b>
Costs for purchase and changes in inventory	(69.3)	(99.4)
Costs for services and other operating costs	(40.7)	(37.4)
Cost of labor	(14.6)	(15.2)
<b>EBITDA</b>	<b>162.5</b>	<b>151.3</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(68.6)	(61.5)
<b>EBIT</b>	<b>93.9</b>	<b>89.8</b>
Net financial income (expenses)	(18.1)	(16.5)
Net income (loss) from equity investments	0.0	0.0
<b>Profit before taxes</b>	<b>75.9</b>	<b>73.3</b>
Income taxes	(19.5)	(18.9)
<b>Profit for the period</b>	<b>56.4</b>	<b>54.4</b>
Minority interests	(0.1)	0.0
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>56.3</b>	<b>54.4</b>

## Reclassified Statement of Financial Position

The reclassified balance sheet contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, indicated in the Notes to the Financial Statements published on the occasion of the annual financial report and the half-yearly financial report, highlighting the **uses** of resources in fixed assets and in working capital and the related **funding sources** . Said financial statements are consistent with the mandatory financial statements.

For the definition of the indicators for the main items used in the Reclassified Balance Sheet, reference is made to that indicated in the “Alternative Performance Measures” section below.

<b>Reclassified Statement of Financial Position</b>	<b>03/31/2018</b>	<b>03/31/2017</b>
<i>(EUR million)</i>		
Fixed assets	3,322.6	3,260.8
Net working capital	196.9	150.0
Employees' severance indemnities	(6.4)	(6.4)
Other assets	318.8	278.7
Other liabilities	(634.9)	(573.0)
<b>Net invested capital</b>	<b>3,197.0</b>	<b>3,110.1</b>
Group Shareholders' Equity	1,966.7	1,877.5
Minority interests	1.2	0.0
Net financial indebtedness	1,229.1	1,232.7
<b>Shareholders' equity and financial debt</b>	<b>3,197.0</b>	<b>3,110.1</b>

## Cash Flow

	1st quarter	
	2018	2017
EBITDA adjusted	162.5	151.3
Change in working capital	(64.6)	(37.5)
<b>Operative Cash Flow</b>	<b>97.9</b>	<b>113.8</b>
Investments on tangible and intangible fixed assets	(8.1)	(10.7)
Acquisition of companies ( <i>business combination</i> )	(357.3)	-
Investments on financial fixed assets	(1.7)	(0.2)
TotalErg transaction	179.5	-
Sale net asset Brockahgboy	105.8	-
Divestments and other changes	(1.3)	-
<b>Cash Flow from investments</b>	<b>(83.1)</b>	<b>(11.0)</b>
Net Financial income (expenses)	(18.1)	(16.5)
Net income (loss) from equit investments	0.0	(0.0)
<b>Cash Flow from financial management</b>	<b>(18.0)</b>	<b>(16.5)</b>
<b>Cash flow from tax management</b>	-	-
Distribution of dividends	-	-
Other changes in shareholders' equity	8.9	6.6
<b>Cash Flow from Shareholders'equity</b>	<b>8.9</b>	<b>6.6</b>
<b>Change in scope of consolidation</b>	<b>(2.2)</b>	-
<b>Initial net financial indebtedness</b>	<b>1,232.7</b>	<b>1,557.2</b>
<i>Change in the period</i>	<i>(3.6)</i>	<i>(92.9)</i>
<b>Final net financial indebtedness</b>	<b>1,229.1</b>	<b>1,464.3</b>

**Cash flow from operations** in the first quarter of 2018 were positive in the amount of EUR 98 million, a decrease of EUR 16 million compared to the same period of 2017, primarily due to seasonal dynamics of working capital influenced by TotalErg's exit from Group VAT.

**Cash flow from investments** is mainly linked to M&A activities and in particular the acquisition of ForVei (EUR 346 million) and Vent d'Est SAS (EUR 12 million), A detailed analysis of investments in tangible and intangible fixed assets during the period made may be found in the specific section. The cash flow from divestments is mainly linked to the sale of the shareholding in TotalErg and of the UK Brockaghboy wind farm.

**Cash flow from financial management** refers to the higher payables linked to interest accrued during the period.

**Cash flow from shareholders' equity** relates mainly to the effects of the transition to IFRS 9 at the date of first application (1 January 2018), net of the related tax effects. The item also includes the effects of application said standard in the first quarter.

**Change in the scope of consolidation** relates to the effects of the line-by-line consolidation of equity investments previously recognised with the cost method since they were not yet operational (WP France 6) or were not of a significant size (ISAB Energy Solare).

---

## ALTERNATIVE PERFORMANCE MEASURES

### Definitions

On 3 December 2015 CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and the presentation of Alternative Performance Measures in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Measures (CESR/05 - 178b), aim to promote the usefulness and the transparency of alternative performance measures in order to improve their comparability, reliability and capacity for understanding.

Some of the Alternative Performance Measures (APM) used in this document are different from the financial indicators expressly provided by the IAS/IFRS adopted by the Group.

These alternative measures are used by the Group in order to facilitate the communication of information on business performance as well as on net financial indebtedness.

Finally, it is noted that in order to facilitate the understanding of businesses' operating performance, results of operations are shown excluding special income items: these results are indicated with the term "Adjusted results".

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.

Below are the definitions of the APMs used by the Group and a reconciliation with the items of the financial statement models adopted:

- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciations and write-downs" to the net operating profit. EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the financial statements.
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating margin, as defined above, with the exclusion of significant special income components.
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA and the Revenues from ordinary operations of each individual business.
- The **adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted values of taxes and profit before tax
- **Adjusted Group net profit** is the net result of the Group with the exclusion of significant special income components, net of the related tax effects.
- **Investments** are obtained from the sum of investments in tangible and intangible assets. Starting from this Report, they also include the value of the acquisitions of net assets within the scope of M&A transactions.
- **Net working capital** is defined by the sum of inventories, trade receivables and trade payables.
- **Net invested capital** is determined by the algebraic sum of fixed assets, net working capital, liabilities related to employee severance indemnities, other assets and other liabilities.
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with CONSOB communication 15519/2006, also including the non-current financial loan to api S.p.A. (EUR 36 million) as a deferred component of the TotalErg sale price, as well as non-current portion of assets relating to derivative instruments.
- **Financial leverage** is calculated by comparing total net financial liabilities (including Project Financing) and the net invested capital.



## Reconciliation with adjusted operating results

Anno 2017 restated	EBITDA	Notes	1st quarter	
			2018	2017 restated
457.6	<b>EBITDA from continuing operations</b>		159.2	151.3
2.3	<i>Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	1	3.3	-
459.9	<b>EBITDA IAS Reported</b>		162.5	151.3
12.4	<i>Exclusion Special items: - Reversal of ancillary charges on extraordinary operations</i>		-	-
472.3	<b>Adjusted EBITDA</b>		162.5	151.3
	<b>Amortization and depreciation and write-downs</b>			
(250.9)	<b>Amortization and depreciation on continuing operations</b>		(67.9)	(61.5)
(1.3)	<i>Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	1	(0.7)	-
(252.2)	<b>Amortization and depreciation adjusted</b>		(68.6)	(61.5)
	<b>Group's net Profit (loss)</b>			
107.9	<b>Group's net Profit (loss)</b>		84.9	54.4
9.3	<i>Exclusion of ancillary charges on extraordinary operations</i>		-	-
-	<i>Exclusion of capital gain of Brockaghboy sale</i>	2	(26.3)	-
-	<i>Exclusion of net proceeds (IFRS 9) on refinancing</i>	3	(2.3)	-
117.2	<b>Adjusted Group Net Profit (loss)</b>		56.3	54.4

- The accounting results of Brockaghboy, the subsidiary sold on 7 March 2018, are subject to the requirements of IFRS 5.  
In this Report, the results achieved in the period 1 January 2018 to 7 March 2018 by the assets sold are shown and commented on in ordinary operations, in line with the approach already adopted in the Report on Operations of the 2017 Financial Statements.
- The aforementioned sale of Brockaghboy resulted in the recognition of a capital gain of EUR 26 million, net of the related tax effects and other ancillary components, which for the purposes of this Report is considered a special item.
- During the period the Group renegotiated a loan. IFRS 9 does not allow for the deferment of the economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the debt: this resulted in the accounting in the quarter of a gain of approximately EUR 3 million. For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted income statement financial charges related to the debt service payment, with the recognition of deferred benefits of the renegotiation along the duration of the debt and not all in one immediate posting at the time of the amendment. The aforementioned adjustment relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing operations of previous years.

Below is the reconciliation between the Financial Statements and the recurring statements shown and commented upon in this Report.

### First quarter 2018

<i>(EUR million)</i>	Values in Consolidated Financial Statement	Reversal of Broackaghboy IFRS 5 reclassification	Reversal of special items	1st quarter Adjusted
Revenues from ordinary operations	281.4	2.9	-	284.4
Other revenues and income	1.9	0.9	-	2.8
<b>TOTAL REVENUES</b>	<b>283.3</b>	<b>3.8</b>	-	<b>287.1</b>
Costs for purchase	(69.8)	(0.0)	-	(69.8)
Changes in inventory	0.4	-	-	0.4
Costs for services and other operating costs	(40.1)	(0.6)	-	(40.7)
Cost of labor	(14.6)	-	-	(14.6)
<b>EBITDA</b>	<b>159.2</b>	<b>3.3</b>	-	<b>162.5</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed	(67.9)	(0.7)	-	(68.6)
<b>EBIT</b>	<b>91.3</b>	<b>2.6</b>	-	<b>93.9</b>
Net financial income (expenses)	(14.6)	(0.6)	(2.8)	(18.1)
Net income (loss) from equity investments	0.0	26.8	(26.8)	0.0
<b>Profit before taxes</b>	<b>76.7</b>	<b>28.8</b>	<b>(29.6)</b>	<b>75.9</b>
Income taxes	(20.3)	(0.2)	1.0	(19.5)
<b>Net result from continued operations</b>	<b>56.5</b>	<b>28.5</b>	<b>(28.6)</b>	<b>56.4</b>
Net result from asset sold	28.5	(28.5)	-	-
<b>Profit for the period before minorities</b>	<b>85.0</b>	-	<b>(28.6)</b>	<b>56.4</b>
Minority interests	(0.1)	-	-	(0.1)
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>84.9</b>	-	<b>(28.6)</b>	<b>56.3</b>

## Comparative pro forma data 1st Quarter 2017

It was considered appropriate to amend the 2017 comparative data in order to take account of the following:

- The aforementioned sale of **TotalErg** on 10 January 2018 marked the ERG Group's definitive departure from the OIL industry. Since this date, its business has therefore been focused exclusively on the market for the generation of energy from renewable sources. The comparison of the 2018 results with those of the same periods of 2017 is therefore affected by this change in scope. As such, in order to facilitate the understanding of the performance in the two periods and in view of the Group's new strategic and industrial positioning, the 2017 comparative figures were amended so as to exclude the recurring results<sup>10</sup> of the joint venture TotalErg which had previously been consolidated under the equity method and reported in the line "Net income (loss) from equity investments". In the first quarter of 2017 this contribution was positive in the amount of EUR 6 million (EUR +24 million for the whole of 2017).
- **IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers** has been applied as from 1 January 2018, with no significant impact on the Group's Consolidated Financial Statements. In particular, some ERG contracts were identified as "agent", requiring a net representation (netting) of certain operating costs as a reduction in revenues.

(EUR million)	1st quarter	IFRS 15 reclassifications	Exclusion of inventory gain/losses	Exclusion TotalErg net result	1st quarter 2017 adjusted RESTATED
Revenues from ordinary operations	302.6	(2.1)	-	-	300.5
Other revenues and income	2.8	-	-	-	2.8
<b>TOTAL REVENUES</b>	<b>305.4</b>	<b>(2.1)</b>	-	-	<b>303.3</b>
Costs for purchase	(98.7)	0.2	-	-	(98.5)
Changes in inventory	(0.9)	-	-	-	(0.9)
Costs for services and other operating costs	(39.3)	1.9	-	-	(37.4)
Cost of labor	(15.2)	-	-	-	(15.2)
<b>EBITDA</b>	<b>151.3</b>	<b>0.0</b>	-	-	<b>151.3</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed	(61.5)	-	-	-	(61.5)
<b>EBIT</b>	<b>89.8</b>	<b>0.0</b>	-	-	<b>89.8</b>
Net financial income (expenses)	(16.5)	-	-	-	(16.5)
Net income (loss) from equity investments	10.7	-	(4.4)	(6.2)	0.0
<b>Profit before taxes</b>	<b>83.9</b>	<b>0.0</b>	<b>(4.4)</b>	<b>(6.2)</b>	<b>73.3</b>
Income taxes	(18.9)	-	-	-	(18.9)
<b>Net result from continued operations</b>	<b>65.0</b>	<b>0.0</b>	<b>(4.4)</b>	<b>(6.2)</b>	<b>54.4</b>
Net result from asset sold	-	-	-	-	-
<b>Profit for the period before minorities</b>	<b>65.0</b>	<b>0.0</b>	<b>(4.4)</b>	<b>(6.2)</b>	<b>54.4</b>
Minority interests	-	-	-	-	-
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>65.0</b>	<b>0.0</b>	<b>(4.4)</b>	<b>(6.2)</b>	<b>54.4</b>

<sup>10</sup> Net of special items and inventory gains (losses)

Fine Comunicato n.0118-15

Numero di Pagine: 33