**Comunicato stampa**

**Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31 dicembre 2017**

***MOL consolidato a valori recurring[1]: 472 milioni di Euro, 455 milioni nel 2016***
***Risultato netto di Gruppo a valori recurring[2]: 142 milioni di Euro, 107 milioni nel 2016***
***Dividendo proposto Euro 1,15 per azione, di cui 0,40 Euro straordinario***

**Quarto trimestre 2017**

**MOL consolidato a valori recurring: 116 milioni di Euro, 104 milioni nel 4° Trimestre 2016**
**Risultato netto di Gruppo recurring: 28 milioni di Euro, 24 milioni nel 4° Trimestre 2016**

**Genova, 8 marzo 2018** – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2017, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, il piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020 e la relazione sulla remunerazione.

**Risultati finanziari consolidati recurring**

| IV Trimestre | | | Principali dati economici (milioni di Euro) | Anno | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2017 | 2016 | Var. % | | 2017 | 2016 | Var. % |
| 116 | 104 | 11% | MOL | 472 | 455 | 4% |
| 52 | 44 | 17% | Risultato operativo netto | 220 | 202 | 9% |
| 28 | 24 | 16% | Risultato netto di Gruppo | 142 | 107 | 32% |

| | 31.12.17 | 31.12.16 | Variazione |
|---|---|---|---|
| Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro) | 1.233 | 1.557 | -325 |
| Leverage[3] | 40% | 47% | |

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: **"Il 2017 è stato un altro anno molto soddisfacente dal punto di vista dei risultati con l'utile netto di Gruppo pari a 142 milioni di Euro, ben superiore ai 107 milioni di Euro dell'anno precedente. Un anno determinante per l'evoluzione del Gruppo che, con la cessione di TotalErg e l'acquisizione di Forvei, è uscito definitivamente dal settore Oil e contestualmente ha fatto il proprio ingresso nel fotovoltaico.**
**Il margine operativo lordo è stato di 472 milioni di Euro, superiore sia rispetto al 2016 che alla *guidance* al mercato di inizio anno, malgrado il 2017 sia stato un anno decisamente secco ed anche poco ventoso, caratterizzato inoltre nell'eolico dall'uscita dal meccanismo incentivante di oltre 200 megawatt. Il generale positivo andamento dei prezzi dell'energia associato ad una più elevata marginalità nel Termoelettrico, il contributo dei parchi acquisiti in Germania e la continua attenzione ai costi ed all'efficienza nella generazione, ci hanno consentito di ottenere risultati molto positivi e superiori alle aspettative, confermando la solidità del nostro modello di business.**
**Anche l'indebitamento netto di 1.233 milioni di Euro risulta inferiore alla *guidance* di inizio anno, grazie al significativo flusso di cassa operativo, ai dividendi distribuiti da TotalErg e all'incasso dell'*advanced payment* da parte del Gruppo api, che hanno più che compensato gli investimenti e la distribuzione di dividendi.**
**Per il 2018, grazie anche al contributo del fotovoltaico, ci aspettiamo un margine operativo lordo in leggera crescita a 475 milioni di Euro e un indebitamento netto pari a 1.260 milioni, inclusivi di investimenti per circa 450 milioni di euro e della distribuzione di dividendi per circa 170 milioni di Euro e tenuto conto della cessione di TotalErg e di Brockaghboy Wind Farm.**
**Il Consiglio di Amministrazione proporrà all'Assemblea un incremento del dividendo ordinario a 0,75 euro per azione ed un dividendo straordinario pari a 0,40 per azione, pari a circa il 20% del cash-in derivante dall'operazione di cessione di TotalErg."**

[1] I risultati *recurring* **non** includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche.
[2] Il risultato netto di Gruppo a valori *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.

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 23 aprile 2018 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 24 aprile 2018 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 1,15 Euro per azione, di cui 0,40 Euro straordinario, che sarà messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2018 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 21 maggio 2018 (*ex date*) e *record date* il 22 maggio 2018.

***Premessa***

**Variazione perimetro di business**
I risultati dell'esercizio 2017 riflettono l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania (48 MW) acquisiti nel periodo e consolidati integralmente dal 1° gennaio 2017.
Si precisa inoltre che i risultati del 2017 riflettono il contributo del parco eolico di proprietà della società Brockaghboy Windfarm Ltd, entrato in operatività nel corso del quarto trimestre 2017. A fine 2017 è stato avviato il processo di vendita di tale società, che si è concluso il 7 Marzo 2018 .

**Cessione partecipazione TotalErg**
In data **3 novembre 2017** 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 Trecate.
L'operazione si è perfezionata in data **10 gennaio 2018**, a seguito dell'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 per la vendita da parte di ERG S.p.A. al Gruppo Total della propria quota (51%) in tale società (vendita anch'essa avvenuta il 10 gennaio 2018). 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.
Il corrispettivo relativo alla cessione degli *assets* è pari a 194 milioni, di cui 14 milioni già incassati in *advance payment* nel 2017, 144 milioni incassati nel 2018 al momento del closing e 36 milioni come componente differita regolata da un *vendor loan agreement* con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A..
Complessivamente il valore legato all'*equity value* della transazione è pari a 273 milioni che include, oltre al corrispettivo sopra indicato, anche i dividendi straordinari distribuiti da TotalErg S.p.A. ad ERG S.p.A. per complessivi 71 milioni di Euro (di cui 20 milioni di euro pagati in data 11 maggio 2017 e i restanti 51 milioni in data 26 ottobre 2017), gli interessi che matureranno nell'ambito del *vendor loan agreement* ed i relativi effetti fiscali.

**Brockaghboy Windfarm Ltd**

ERG ha acquisito agli inizi del 2016 da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione, portata poi a termine nel corso del 2017, di un parco eolico in Irlanda del Nord con una capacità installata di 48 MW. Il parco è stato già accreditato ai fini dei vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal sistema regolatorio. Gli accordi siglati a suo tempo prevedevano che al termine della costruzione e successivamente all'accredito degli incentivi (NIRO) ERG avesse il diritto di presentare un'offerta integrativa a TCI per mantenerne definitivamente la proprietà. Qualora tale offerta non fosse stata accettata e solo nel caso di offerte superiori da parte di terzi, si sarebbe proceduto alla cessione, tramite un meccanismo contrattuale di ripartizione della plusvalenza. Ciò premesso, si segnala che alla fine dell'esercizio 2017 è stato avviato un processo di vendita della controllata Brockaghboy Windfarm Ltd, che si è concluso il 7 Marzo 2018 con la cessione al fondo **Greencoat UK Wind PLC** , quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF").

**Quarto trimestre 2017**

**Risultati finanziari consolidati**

Nel 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 291 milioni, in aumento rispetto ai 268 milioni del 2016.

Il **margine operativo lordo *recurring*** si attesta a 116 milioni, superiore rispetto ai 104 milioni registrati nel quarto trimestre 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili:** margine operativo lordo pari a 89 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (78 milioni), in conseguenza principalmente della maggiore ventosità e produzione in Italia, Francia e Germania, associato all'avvio del nuovo parco eolico in Nord Irlanda, ed un generale andamento dei prezzi più favorevole in Italia oltreché ad ulteriori azioni di efficienza sui costi.
  Si segnala che circa l'81% (95% nel 2016) della produzione eolica in Italia nel quarto 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).

- **Fonti Programmabili:** margine operativo lordo di 36 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (32 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 20 milioni in diminuzione rispetto ai 25 milioni nell'analogo periodo del 2016 a seguito principalmente del contesto di idraulicità significativamente inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, parzialmente mitigato dalla flessibilità degli impianti in grado di cogliere i prezzi di picco favorevoli nell'area Centro Nord.
  Il risultato del termoelettrico, pari a 16 milioni, risulta in forte aumento rispetto ai 7 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 di 52 milioni di Euro, in aumento rispetto ai 44 milioni di Euro del quarto trimestre 2016, dopo ammortamenti per 64 milioni di Euro (60 milioni di Euro nello stesso periodo del 2016).

Il **risultato netto di Gruppo** recurring è di 28 milioni di Euro, in crescita rispetto ai 24 milioni di Euro del quarto trimestre 2016, a seguito dei maggiori risultati sopra commentati e a minori oneri finanziari netti.

**Anno 2017**

**Risultato finanziario consolidato**

Nel 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 1.056 milioni, in lieve aumento rispetto ai 1.025 milioni del 2016, pur in presenza di produzioni RES leggermente inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016 per effetto di condizioni di idraulicità particolarmente avverse in Italia. Tali effetti sono stati più che compensati dalla crescita dei volumi nell'eolico grazie al contributo dei nuovi impianti in Germania ed in UK, in un contesto di scenario positivo che ha registrato un incremento medio dei prezzi dell'energia, degli incentivi e dei Titoli di Efficienza Energetica. Tale voce riflette anche gli effetti delle 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 **margine operativo lordo *recurring*** si attesta a 472 milioni, superiore rispetto ai 455 milioni registrati nel 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili:** margine operativo lordo pari a 316 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (308 milioni), in conseguenza principalmente di un andamento generale dei prezzi più favorevole oltreché da ulteriori azioni di efficienza sui costi e dal contributo dei neoacquisiti parchi eolici in Germania oltre che dall'avvio del nuovo parco eolico in Nord Irlanda. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore ventosità e produzione in Italia e in Francia, dove si sono registrate condizioni di ventosità meno favorevoli. Buone invece le condizioni di ventosità registrate in Germania e nei paesi dell'est.
  Si segnala che circa l'87% (96% nel 2016) della produzione eolica in Italia nel 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 172 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (161 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 94 milioni in forte incremento rispetto ai 84 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 significativamente 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 78 milioni, risulta in linea rispetto ai 77 milioni dello scorso esercizio che beneficiava però 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 più che compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, oltre che dal migliore andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto *recurring*** è stato pari a 220 milioni (202 milioni nel 2016) dopo ammortamenti per 252 milioni (254 milioni nel 2016).

Il **risultato netto di Gruppo *recurring*** è stato pari a 142 milioni, in forte crescita rispetto al risultato di 107 milioni del 2016, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi, minori oneri finanziari netti e maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (nella presente Relazione consolidata ad equity per l'intero esercizio 2017).
Il risultato del 2016 includeva anche il valore negativo di circa 3 milioni a titolo di interessenze di minoranza**.**

Il **risultato netto di Gruppo**[4] è stato pari a 207 milioni (122 milioni nel 2016) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti e i minori oneri finanziari netti, gli effetti legati all'applicazione dell'IFRS 5 all'operazione TotalErg.

Nel 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 54 milioni (60 milioni nel 2016) di cui il 65% nel settore Non Programmabili (73% nel 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in Irlanda del Nord, entrato in operatività a partire dal quarto trimestre 2017, e il 30% nel settore Programmabili (22% nel 2016), il 5% nel settore Corporate (5% nel 2016). A questi si sommano circa 40 milioni investiti nel 2017 per l'acquisizione di 48 MW in Germania dal Gruppo DIF (306 milioni di Euro nel 2016 per l'acquisizione di parchi eolici in Francia e Germania dal Gruppo Impax e Brockaghboy).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.233 milioni, in decremento di 325 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo, per i dividendi distribuiti da TotalErg (71 milioni), per l'incasso *dell'advance payment* dal gruppo api nell'ambito della cessione di TotalErg (14 milioni), e per l'incasso dei corrispettivi di reintegro UESSE (22 milioni)[5] che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF (40 milioni), la distribuzione dei dividendi (74 milioni), il pagamento delle imposte (23 milioni) e gli investimenti del periodo(54 milioni).

**Investimenti**

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

| IV Trimestre | | Milioni di Euro | Anno | |
|---|---|---|---|---|
| **2017** | **2016** | | **2017** | **2016** |
| **9** | **23** | **Fonti non Programmabili** | **35** | **44** |
| 9 | 23 | Eolico | 35 | 44 |
| **7** | **5** | **Fonti Programmabili** | **16** | **13** |
| 4 | 4 | Termoelettrico | 10 | 10 |
| 3 | 1 | Idroelettrico | 6 | 4 |
| **1** | **2** | **Corporate** | **3** | **3** |
| **17** | **29** | **Totale Investimenti** | **54** | **60** |

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 dal Gruppo Impax **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[6], 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 per la realizzazione del parco è di circa 79 milioni di Euro già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

[4] Include poste no recurring per +38 milioni (+4 milioni nel 2016) e utili (perdite) su magazzino per +9 milioni (+16 milioni nel 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di perfomance".
[5] Nel corso del quarto trimestre 2017 sono stati incassati 13 milioni a saldo del 2015 e 9 milioni come secondo acconto del 2016.
[6] Parco eolico Brockaghboy ceduto in data 7/3/18

Nel 2017 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 54 milioni (60 milioni nel 2016) di cui 50,7 milioni relativi ad immobilizzi materiali (55,6 milioni nel 2016) e 3,6 milioni ad immobilizzi immateriali (3,9 milioni nel 2016). Nel quarto trimestre gli investimenti effettuati dal Gruppo sono stati pari a 17 milioni (29 milioni nello stesso periodo del 2016).

**Fonti Non Programmabili**
Gli investimenti del 2017 (35 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Power Generation per circa 29 milioni a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord, entrato in operatività nel corso del quarto trimestre 2017. Il parco di Brockaghboy é costituito da diciannove aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi.

**Fonti Programmabili**
Gli investimenti del 2017 (16 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.
Gli investimenti dell'idroelettrico si riferiscono principalmente al già citato investimento nei nuovi impianti mini idro, oltre a commesse di mantenimento ed altre.

**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 corso del 2017, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 11,7 TWh (12,3 TWh nel 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,2 TWh (7,6 TWh nel 2016), di cui circa 1,5 TWh all'estero e 5,7 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nel 2016).

| 4°trimestre | | | Anno | |
|---|---|---|---|---|
| 2017 | 2016 | Produzioni Energia Elettrica (GWh) | 2017 | 2016 |
| **1.081** | **870** | **Produzione eolica** | **3.613** | **3.501** |
| *594* | *509* | *di cui Italia* | *2.117* | *2.220* |
| *487* | *361* | *di cui Estero* | *1.496* | *1.281* |
| **641** | **661** | **Produzione termoelettrica** | **2.453** | **2.693** |
| **260** | **329** | **Produzione idroelettrica** | **1.144** | **1.358** |
| **1.982** | **1.860** | **Produzioni complessive impianti ERG** | **7.211** | **7.552** |

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

- la **produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 1.081 GWh rispetto agli 870 GWh del corrispondente periodo del 2016, con una produzione in aumento complessivamente del 24%, di cui +17% in Italia (da 509 GWh a 594 GWh) e +35% all'estero (da 361 GWh a 487 GWh). L'aumento delle produzioni in Italia (+85 GWh) è legato alle migliori condizioni anemologiche riscontrate nel periodo rispetto a quelle del quarto trimestre 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 126 GWh è attribuibile sia alle maggiori produzioni riscontrate in Francia e Germania, sia al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del 2017 e dei nuovi impianti in Irlanda del Nord.

- la **produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 901 GWh, in diminuzione rispetto al quarto trimestre 2016 (990 GWh), a seguito sia della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 661 GWh a 641 GWh), sia del minor contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro (260 GWh nel quarto trimestre 2017 rispetto ai 329 GWh dell'analogo periodo del 2016).

Nel corso del 2017:

- la **produzione di energia elettrica da Fonti Non Programmabili** è stata pari a 3.613 GWh, in aumento rispetto al 2016 (3.501 GWh), con una produzione in calo circa del 5% in Italia (da 2.220 GWh a 2.117 GWh) ed in aumento del 17% all'estero (da 1.281 GWh a 1.496 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-103 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e inferiori a quelle registrate nel 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 215 GWh è attribuibile al contributo degli

impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del periodo oltre alle buone produzioni in Polonia ed in Romania ed al contributo del nuovo impianto costruito in Irlanda del Nord.

- la **produzione netta di energia elettrica da Fonti Programmabili** (termoelettrico e idroelettrico) è stata complessivamente di 3.597 GWh, in diminuzione rispetto al 2016 (4.051 GWh), a seguito sia della minore produzione netta di energia elettrica di ERG Power (in diminuzione da 2.693 GWh a 2.453 GWh), sia del minor contributo degli asset idroelettrici di ERG Hydro (1.144 GWh nel 2017 rispetto ai 1.358 GWh del 2016).

***Principali fatti avvenuti nel corso del 2017***

**Eolico**

In data **8 marzo** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH il 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania.
I parchi, con una capacità installata di 48,4 MW hanno una produzione annua media attesa di circa 84 GWh, pari a circa 66.000 t di emissione di CO2 evitata, sono entrati in esercizio nel 2007 ed hanno una scadenza media degli incentivi al 2027.
Il prezzo pagato a titolo di equity value è di 14,4 milioni di Euro cui corrisponde un *enterprise value* di circa 40 milioni di Euro.
Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data **2 maggio**.
L'operazione, coerentemente con la strategia di crescita e di diversificazione all'estero, consente ad ERG di consolidare la propria posizione nel mercato eolico *on shore* tedesco, con una potenza installata di 216 MW.

In data **22 giugno** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da Abo Wind UK LTD il 100% del capitale della società di diritto UK Evishagaran Wind Farm Ltd (ridenominata ERG UK Holding) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico (35MW) in Irlanda del Nord la cui entrata in funzione è prevista entro il 2020.

In data **30 giugno** ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l. ed ERG Eolica Basilicata S.r.l., società controllate interamente da ERG Power Generation S.p.A, hanno sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di multi-borrower *non-recourse portfolio* project finance.
Le tre società coinvolte nell'operazione sono proprietarie di tre parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2011 e il 2013, situati in Calabria e Basilicata per una capacità installata totale di 154 MW.
L'operazione, grazie alle eccellenti performance operative e finanziarie dei suddetti parchi eolici, ha permesso di rifinanziare i project financing esistenti sottoscritti tra il 2012 e il 2014 a condizioni economiche significativamente migliori, con una riduzione del costo del debito di oltre il 50% rispetto alle condizioni originarie.
Il contratto di finanziamento, per un importo pari a 145 milioni e una durata di 10,5 anni, è stato sottoscritto da Crédit Agricole CIB Milan Branch in qualità di Coordinating & Structuring Bank e Mandated Lead Arranger, da BNP Paribas (CIB Italia) e da ING Bank N.V.- Milan Branch in qualità di Mandated Lead Arranger ed UBI Banca S.p.A, in qualità di Mandated Lead Arranger e Banca Agente. Crédit Agricole Carispezia ha agito invece in qualità di Account Bank.

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 il primo trimestre 2018.
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.

**Solare**

In data **16 novembre** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con VEI Green, holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, per l'acquisto del 100% della società ForVei S.r.l, nono operatore fotovoltaico in Italia.
ForVei, joint venture tra VEI Green e Foresight costituita nel 2011, possiede e gestisce 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, pari a circa 77 kt di emissione di CO2 evitata. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.
L'enterprise value dell'operazione è stato pari a 336 milioni di Euro; l'EBITDA annuo atteso per il 2017 è di circa 35 milioni di euro. Gli asset sono attualmente finanziati tramite non-recourse project financing per un importo di circa 180 milioni di euro e contratti di leasing per un importo di circa 60 milioni di euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data 12 gennaio 2018 (vedi Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio) e pertanto la società sarà consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2018.

**Corporate**

In data **20 aprile**, al termine dei lavori assembleari, il Dott. Luigi Ferraris, Consigliere Indipendente nonché membro del Comitato Strategico, ha rassegnato con efficacia immediata le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di

Amministrazione di ERG S.p.A. per cogliere nuove opportunità professionali. Al momento delle sue dimissioni il Dott. Luigi Ferraris non risultava detenere azioni della Società.
Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. dell'11 maggio 2017 ha pertanto provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, quale nuovo Consigliere della Società, il Dott. Alessandro Careri (già Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. da giugno 2011 ad aprile 2015 e membro del Comitato Strategico, al momento della nomina Presidente del Consiglio di Amministrazione di TotalErg S.p.A.) che resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.
Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, valutato positivamente l'indipendenza del Consigliere Alessandro Careri con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.
Il Consiglio di Amministrazione ha infine deliberato di non integrare l'attuale composizione del Comitato Strategico.

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.
Ingegnere con vent'anni di esperienza in posizioni apicali di aziende internazionali nel settore Energy, Sergio Chiericoni ha condotto importanti progetti di sviluppo, progettazione e costruzione in diversi paesi del mondo, focalizzandosi negli ultimi dieci anni nel settore delle Rinnovabili.
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 matureranno interessi a un tasso fisso pari a 2,175%. Il pagamento degli interessi avverrà con scadenza annuale posticipata.
L'emissione permetterà di allungare la durata finanziaria dell'indebitamento, ridurne il costo medio e diversificare le fonti di finanziamento del Gruppo.
Le obbligazioni sono rivolte esclusivamente a investitori istituzionali in Italia e all'estero e non saranno offerte o vendute negli Stati Uniti d'America, Canada, Australia, Giappone o in qualsiasi altro paese nel quale l'offerta o la vendita delle obbligazioni siano vietate ai sensi delle leggi applicabili.

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 Trecate.
L'operazione si è perfezionata in data 10 gennaio 2018, a seguito dell'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 per la vendita da parte di ERG S.p.A. al Gruppo Total della propria quota (51%) in tale società (vendita anch'essa avvenuta il 10 gennaio 2018). 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.
Complessivamente il valore legato all''*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.

***Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del 2017***

In data **10 gennaio 2018** è stato perfezionato il closing con il gruppo api per la cessione del proprio 51% delle azioni di TotalErg S.p.A. società attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi e nella raffinazione, nonché il closing con Total Marketing Services S.A. per la vendita della propria quota (pari al 51%) nella società Total Italia S.r.l., proprietaria del ramo d'azienda relativo al settore dei lubrificanti precedentemente nella titolarità di TotalErg S.p.A.
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..
Con questo passaggio si conclude positivamente un'operazione complessa che segna la definitiva uscita del Gruppo ERG dal mondo OIL, rafforzandone ulteriormente la capacità finanziaria al fine di proseguire il percorso di crescita nelle Rinnovabili.

In data **12 gennaio 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione da VEI Green S.r.l., holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, del 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.
L'operazione, che ha ottenuto l'approvazione dell'Antitrust ed il gradimento da parte delle banche finanziatrici, segna

l'ingresso di ERG nel solare e rappresenta un ulteriore importante tassello nella strategia di diversificazione tecnologica nella produzione da fonti rinnovabili.

In data **12 gennaio 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto un accordo con il gruppo Vortex Energy per l'acquisizione del 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, pari a circa 39 kt di emissione di CO2 evitata.
Il progetto ha già ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e parteciperà alle procedure d'asta nel corso del 2018. L'investimento stimato per la realizzazione del parco è di circa 30 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto delle quote della società.
La futura costruzione dell'impianto, che sarà ubicato in prossimità di altri parchi eolici ERG che già possiede 216 MW in operations in Germania, rientra nella strategia di crescita nel paese che fa leva sulla capitalizzazione delle proprie competenze industriali nelle attività di sviluppo, ingegneria e costruzione.

In data **7 Marzo 2018** ERG ha approvato il piano strategico 2018-2022. Dopo aver concluso nel 2017 il percorso di trasformazione industriale, essendo uscita dall'Oil ed avendo compito un passo importante nella diversificazione tecnologica con l'acquisizione di 89MW nel solare, ERG è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'obiettivo di ERG nel periodo 2018-2022 è quello di incrementare la capacità installata di circa 850 MW attraverso 3 canali: Greenfield e co-sviluppo, Repowering e Reblading in Italia ed M&A. Gli investimenti totali nel periodo 2018-2020 sono pari a 1,68 miliardi di Euro.

In data **7 marzo 2018** ERG ha ceduto al fondo **Greencoat UK Wind PLC** , quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare del parco eolico da 47,5 MW realizzato in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry da ERG e TCI Renewables Ltd.

***Evoluzione prevedibile della gestione***

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

**Fonti Non Programmabili**
Per quanto riguarda il Wind in Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione a seguito dell'uscita nel corso dell'anno 2017 dal sistema incentivante di circa 214MW e della progressiva uscita nel corso dell'anno 2018 di ulteriori 72 MW; tale diminuzione è anche dovuta al minor prezzo dell'incentivo per l'anno 2018 il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017 con un decremento di circa 8 €/MWh sulla produzione incentivata.
Il margine operativo lordo del Wind all'estero è stimato in riduzione rispetto a quello del 2017 come conseguenza della riduzione dell'incentivo in Romania ad un solo certificato verde, ed a seguito della vendita della controllata Brockaghboy Windfarm ltd, perfezionato in data 7/3/2018
In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in diminuzione; tale effetto è in buona parte compensato dall'ingresso nel business Solare mediante l'acquisizione del 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW il cui impatto in termini di margine operativo lordo è stimato a circa 35 milioni.
Nel complesso il risultato delle fonti Non Programmabili (Wind e Solar) e' previsto essere inferiore a quello del 2017.

**Fonti Programmabili**
Per quanto riguarda l'Idroelettrico, si prevedono risultati in crescita grazie ad una previsione di produzioni superiori al 2017 che sono risultate significativamente al di sotto delle medie storiche; tale effetto è parzialmente compensato dal minor prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni e dal venir meno dei ricavi ottenuti nel 2017 per 8 milioni relativi al recupero di incentivi pregressi.
Per l'impianto Termoelettrico si prevedono risultati leggermente inferiori, principalmente per effetto di margini di generazione attesi in calo rispetto ai valori particolarmente positivi del 2017.
Nel complesso il contributo delle fonti Programmabili è atteso in rialzo rispetto al 2017.

Per l'esercizio 2018 si attende pertanto un margine operativo lordo di Gruppo in leggera crescita e pari a circa 475 milioni di Euro. Gli effetti della riduzione del perimetro incentivato nel Wind in Italia, e del minor prezzo dell'incentivo, vengono compensati dal contributo del nuovo asset solare e da una previsione di produzioni idroelettriche superiori a quelle dell'anno precedente.

La generazione di cassa operativa di ERG associata agli incassi derivanti dalla cessione di TotalErg e di Brockaghboy Windfarm Ltd per complessivi circa 290 milioni consentiranno di assorbire l'acquisizione di ForVei di circa 337 milioni, i nuovi investimenti di sviluppo previsti per circa 100 milioni e la distribuzione del dividendo per circa 170 milioni (1,15 Euro per azione). Nel complesso si prevede quindi un indebitamento sostanzialmente in linea con quello del 2017 di circa 1.260 milioni (1.233 milioni al 31 dicembre 2017).

*Ulteriori informazioni*

**Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione**
L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione, previa determinazione del loro numero, alla nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione, alla determinazione dei compensi spettanti ai componenti il Consiglio di Amministrazione e, ove del caso, ai componenti il Comitato Controllo e Rischi e il Comitato Nomine e Compensi per l'esercizio 2018 sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

**Conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti**
L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti di ERG S.p.A. per il periodo relativo agli esercizi 2018 – 2026 e alla determinazione del relativo corrispettivo ai sensi del D.Lgs. 39/2010, tenuto conto della raccomandazione motivata effettuata dal Collegio Sindacale.

**Acquisto e alienazione di azioni proprie**
L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 30.064.000 azioni ordinarie, corrispondente al 20% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile e comunque per ogni ulteriore finalità consentita dalle vigenti disposizioni legislative e regolamentari applicabili.
L'autorizzazione avrà una validità di dodici mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Le azioni proprie attualmente detenute dalla Società sono 1.503.200, il loro ammontare è pari al 1% del capitale, con un prezzo medio di carico di 6,9 Euro per azione. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di dodici mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

**Piano di incentivazione di lungo termine 2018 – 2020**
L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata ad approvare il Piano di incentivazione di lungo termine 2018 – 2020 (il "Piano") approvato dal Consiglio di Amministrazione il 7 marzo 2018 su proposta del Comitato Nomine e Compensi il 1 marzo 2018, sentito il parere del Collegio Sindacale. Il Piano, che prevede l'assegnazione, a titolo gratuito, di un numero determinato di azioni ERG, al raggiungimento di un livello minimo predeterminato di performance (*"Performace Share*") e di un ulteriore numero massimo predefinito di azioni ERG ove venga anche raggiunta una predeterminata performance del titolo ERG sull'MTA, si applicherà come strumento di incentivazione e *retention* agli amministratori e/o ai dipendenti di ERG e delle Società Controllate che rivestono una significativa rilevanza strategica ai fini del conseguimento del Piano Industriale 2018-2022 (per il relativo periodo di riferimento del Piano, allineato al mandato che verrà conferito al nuovo Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2017), tra i quali alcuni Dirigenti con Responsabilità Strategiche. Il Piano è quindi da considerarsi "di particolare rilevanza" ai sensi dell'articolo 84-bis, comma 2, del Regolamento Emittenti. La descrizione delle finalità e caratteristiche del Piano è contenuta più in dettaglio nel Documento Informativo, predisposto dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 114-bis del Testo Unico della Finanza e dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti, messo a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1, sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2018", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) contestualmente alla Relazione Illustrativa del Consiglio di Amministrazione sulle materie all'ordine del giorno.

**Relazione sulla remunerazione**
L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza sulla Relazione sulla remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 7 marzo u.s.

*In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, 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 sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato a valori correnti.*

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

*I risultati del quarto trimestre e dell'anno 2017 saranno illustrati l'8 marzo alle ore 14,00 (CET) nel corso di un incontro con analisti ed investitori ed in 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 l'8 marzo 2018 alle ore 8,15 (CET), è a disposizione del pubblico presso Borsa Italiana S.p.A., sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage (www.emarketstorage.com) e sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa".*

*La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione, la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario e la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2018", 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 3401091311 – salzona@erg.eu
**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu
**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 **-** e-mail: ir@erg.eu
www.erg.eu - @ergnow

## Sintesi dei risultati

| 4°trimestre 2017 | 4°trimestre 2016 | (milioni di Euro) | | Anno 2017 | Anno 2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Principali dati economici** | | | |
| 291 | 268 | Ricavi della gestione caratteristica | | 1.056 | 1.025 |
| **116** | **104** | **Margine operativo lordo *recurring*** | | **472** | **455** |
| **52** | **44** | **Risultato operativo netto *recurring*** | | **220** | **202** |
| 92 | 30 | Risultato netto | | 207 | 125 |
| 92 | 30 | di cui Risultato netto di Gruppo | | 207 | 122 |
| **28** | **24** | **Risultato netto di Gruppo *recurring*** (1) | | **142** | **107** |
| | | **Principali dati finanziari** | | | |
| **3.110** | **3.286** | **Capitale investito netto** | | **3.110** | **3.286** |
| 1.877 | 1.729 | Patrimonio netto | | 1.877 | 1.729 |
| 1.233 | 1.557 | Indebitamento finanziario netto totale | | 1.233 | 1.557 |
| 1.115 | 1.276 | di cui *Project Financing non recourse* (2) | | 1.115 | 1.276 |
| 40% | 47% | Leva finanziaria | | 40% | 47% |
| **40%** | **39%** | **Ebitda Margin %** | | **45%** | **44%** |
| | | **Dati operativi** | | | |
| **1.814** | **1.720** | **Capacità installata impianti eolici a fine periodo** | *MW* | **1.814** | **1.720** |
| 1.081 | 870 | Produzione di energia elettrica da impianti eolici | *milioni di KWh* | 3.613 | 3.501 |
| **480** | **480** | **Capacità installata impianti termoelettrici** | *MW* | **480** | **480** |
| 641 | 661 | Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici | *milioni di KWh* | 2.453 | 2.693 |
| **527** | **527** | **Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo** | *MW* | **527** | **527** |
| 260 | 329 | Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici | *milioni di KWh* | 1.144 | 1.358 |
| **3.146** | **3.163** | **Vendite totali di energia elettrica** | *milioni di KWh* | **11.747** | **12.303** |
| 17 | 29 | Investimenti (3) | *milioni di Euro* | 54 | 60 |
| **714** | **715** | **Dipendenti a fine periodo** | *Unità* | **714** | **715** |
| | | **Indicatori di mercato** | | | |
| 61,8 | 55,9 | Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) (4) | *Euro/MWh* | 54,0 | 42,8 |
| 107,3 | 100,1 | Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia | *Euro/MWh* | 107,3 | 100,1 |
| 67,0 | 52,3 | Prezzo zonale Sicilia (baseload) | *Euro/MWh* | 60,8 | 47,6 |
| 77,2 | 65,3 | Prezzo zonale Centro Nord (peak) | *Euro/MWh* | 63,5 | 47,6 |
| 139,4 | 148,5 | Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia | *Euro/MWh* | 147,1 | 139,0 |
| 91,9 | 89,9 | Feed In Tariff - Germania(5) | *Euro/MWh* | 91,7 | 92,6 |
| 86,8 | 88,4 | Feed In Tariff - Francia(5) | *Euro/MWh* | 88,3 | 88,7 |
| 44,2 | 56,1 | Feed In Tariff - Bulgaria(5) | *Euro/MWh* | 81,9 | 84,0 |
| 35,8 | 34,7 | Prezzo energia elettrica - Polonia | *Euro/MWh* | 36,5 | 33,4 |
| 10,3 | 8,1 | Prezzo certificato di origine - Polonia | *Euro/MWh* | 8,5 | 10,8 |
| 28,6 | 26,9 | Prezzo energia elettrica - Romania(6) | *Euro/MWh* | 28,7 | 27,3 |
| 28,6 | 22,6 | Prezzo certificato verde - Romania(7) | *Euro/MWh* | 29,0 | 29,5 |

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 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 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

| 4°trimestre 2017 | 4°trimestre 2016 | (milioni di Euro) | Anno 2017 | Anno 2016 |
|---|---|---|---|---|
| | | **Ricavi della gestione caratteristica *recurring*** | | |
| **126** | **107** | **Fonti Non Programmabili** | **445** | **423** |
| 126 | 107 | Eolico | 445 | 423 |
| **164** | **161** | **Fonti Programmabili** | **610** | **601** |
| 132 | 126 | Termoelettrico [1] | 473 | 479 |
| 32 | 35 | Idroelettrico | 137 | 122 |
| **8** | **8** | **Corporate** | **38** | **32** |
| *(7)* | *(8)* | *Ricavi infrasettori* | *(37)* | *(31)* |
| **291** | **268** | **Totale ricavi della gestione caratteristica** | **1.056** | **1.025** |
| | | **Margine operativo lordo *recurring*** | | |
| **89** | **78** | **Fonti Non Programmabili** | **316** | **308** |
| 89 | 78 | Eolico | 316 | 308 |
| **36** | **32** | **Fonti Programmabili** | **172** | **161** |
| 16 | 7 | Termoelettrico [1] | 78 | 77 |
| 20 | 25 | Idroelettrico | 94 | 84 |
| **(10)** | **(5)** | **Corporate** | **(16)** | **(13)** |
| **116** | **104** | **Margine operativo lordo *recurring*** | **472** | **455** |
| | | **Ammortamenti e svalutazioni:** | | |
| **(41)** | **(38)** | **Fonti Non Programmabili** | **(160)** | **(163)** |
| (41) | (38) | Eolico | (160) | (163) |
| **(22)** | **(22)** | **Fonti Programmabili** | **(89)** | **(88)** |
| (8) | (8) | Termoelettrico | (31) | (30) |
| (15) | (14) | Idroelettrico | (58) | (58) |
| **(1)** | **(1)** | **Corporate** | **(3)** | **(3)** |
| **(64)** | **(60)** | **Ammortamenti *recurring*** | **(252)** | **(254)** |
| | | **Risultato operativo netto:** | | |
| **49** | **39** | **Fonti Non Programmabili** | **156** | **145** |
| 49 | 39 | Eolico | 156 | 145 |
| **14** | **10** | **Fonti Programmabili** | **83** | **73** |
| 8 | (1) | Termoelettrico [1] | 48 | 47 |
| 6 | 11 | Idroelettrico | 35 | 26 |
| **(11)** | **(6)** | **Corporate** | **(19)** | **(16)** |
| **52** | **44** | **Risultato operativo netto *recurring*** | **220** | **202** |
| | | **Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:** | | |
| **9** | **23** | **Fonti Non Programmabili** | **35** | **44** |
| 9 | 23 | Eolico | 35 | 44 |
| **7** | **5** | **Fonti Programmabili** | **16** | **13** |
| 4 | 4 | Termoelettrico | 10 | 10 |
| 3 | 1 | Idroelettrico | 6 | 4 |
| **1** | **2** | **Corporate** | **3** | **3** |
| **17** | **29** | **Totale investimenti** | **54** | **60** |

[1] Include contributo Energy Management

## Conto Economico riclassificato

I risultati economici-patrimoniali di seguito esposti **includono le poste *non recurring*.**

Si precisa inoltre che i risultati della partecipazione TotalErg e di Brockaghboy Windfarm Ltd nelle Note al Bilancio Consolidato sono rilevati ed indicati in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente comunicato e nella Relazione sulla Gestione i rispettivi risultati nell'attività ordinaria.

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance". Per un maggior dettaglio degli impatti legati alla valutazione e rilevazione dei suddetti risultati ai fini dell'IFRS 5 si rimanda a quanto indicato alla Nota 27 del Bilancio Consolidato.

| 4°trimestre | | | Anno | |
|---|---|---|---|---|
| **2017** | **2016** | **Conto Economico riclassificato** | **2017** | **2016** |
| | | *(milioni di Euro)* | | |
| 291,2 | 268,5 | Ricavi della gestione caratteristica | 1.056,5 | 1.025,5 |
| 3,5 | 4,7 | Altri ricavi e proventi | 10,6 | 16,3 |
| **294,7** | **273,1** | **RICAVI TOTALI** | **1.067,0** | **1.041,8** |
| (107,1) | (108,5) | Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze | (355,8) | (330,2) |
| (61,4) | (43,3) | Costi per servizi e altri costi operativi | (182,6) | (196,0) |
| (22,8) | (16,8) | Costi del lavoro | (68,7) | (62,3) |
| **103,5** | **104,5** | **MARGINE OPERATIVO LORDO** | **459,9** | **453,3** |
| (64,1) | (60,4) | Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni | (252,2) | (253,7) |
| **39,4** | **44,1** | **Risultato operativo netto** | **207,7** | **199,6** |
| (16,3) | (19,9) | Proventi (oneri) finanziari netti | (65,6) | (83,9) |
| 72,2 | 9,7 | Proventi (oneri) da partecipazioni netti | 98,4 | 37,7 |
| **95,2** | **33,9** | **Risultato prima delle imposte** | **240,5** | **153,5** |
| (2,8) | (3,4) | Imposte sul reddito | (33,7) | (28,7) |
| **92,4** | **30,5** | **Risultato d'esercizio** | **206,8** | **124,9** |
| 0,0 | 0,0 | Risultato di azionisti terzi | 0,0 | (2,4) |
| **92,4** | **30,5** | **Risultato netto di Gruppo** | **206,8** | **122,5** |

## Stato Patrimoniale riclassificato

Ai fini di una maggiore chiarezza i dati riclassificati sottoriportati sono comprensivi anche dei valori riconducibili alle attività e passività oggetto dell'operazione TotalErg e Brockaghboy Windfarm Ltd *(discontinued operations)* che nelle Note al Bilancio consolidato sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" sono riportate le relative riconciliazioni.

| Stato Patrimoniale riclassificato | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|---|---|---|
| *(milioni di Euro)* | | |
| Capitale immobilizzato | 3.260,8 | 3.372,2 |
| Capitale circolante operativo netto | 150,0 | 160,2 |
| Trattamento di fine rapporto | (6,4) | (6,7) |
| Altre attività | 278,7 | 310,1 |
| Altre passività | (573,0) | (549,5) |
| **Capitale investito netto** | **3.110,1** | **3.286,3** |
| | | |
| Patrimonio netto di Gruppo | 1.877,5 | 1.729,1 |
| Patrimonio netto di terzi | 0,0 | 0,0 |
| Indebitamento finanziario netto | 1.232,7 | 1.557,2 |
| **Mezzi propri e debiti finanziari** | **3.110,1** | **3.286,3** |

## Cash Flow

| 4°trimestre 2017 | 4°trimestre 2016 | | Anno 2017 | Anno 2016 |
|---|---|---|---|---|
| | | (milioni di Euro) | | |
| 95,9 | 79,3 | Flusso di cassa della gestione corrente rettificato [1] | 402,1 | 381,3 |
| (7,9) | (5,5) | Pagamento di imposte sul reddito | (23,2) | (14,2) |
| (9,2) | 71,9 | Variazione circolante operativo netto | 13,2 | 69,5 |
| 13,7 | (2,2) | Altre variazioni delle attività e passività di esercizio | 8,1 | (34,3) |
| **92,5** | **143,4** | **TOTALE** | **400,3** | **402,3** |
| | | **FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:** | | |
| (20,4) | (27,9) | Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali | (55,6) | (55,9) |
| (2,3) | (5,5) | Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie | (7,4) | (0,1) |
| 65,0 | 0,0 | Operazione TotalErg [2] | 85,2 | 0,0 |
| **42,4** | **(33,5)** | **Totale** | **22,2** | **(56,1)** |
| | | **FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:** | | |
| 0,0 | (0,0) | Dividendi distribuiti | (74,4) | (142,8) |
| 2,6 | 10,1 | Altre variazioni patrimonio [3] | 15,9 | (6,2) |
| **2,6** | **10,1** | **Totale** | **(58,5)** | **(149,0)** |
| **0,0** | **(0,3)** | **VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO [4]** | **(39,5)** | **(306,5)** |
| **137,4** | **119,8** | **VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO** | **324,5** | **(109,3)** |
| **1.370,1** | **1.677,0** | **INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE** | **1.557,2** | **1.447,9** |
| ***(137,4)*** | ***(119,8)*** | ***VARIAZIONE DEL PERIODO*** | ***(324,5)*** | ***109,3*** |
| **1.232,7** | **1.557,2** | **INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE** | **1.232,7** | **1.557,2** |

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

(2) include i dividendi distribuiti da TotalErg S.p.A. nel corso del 2017 (71 milioni di cui 20 milioni distribuiti nel mese di maggio 2017 e 51 milioni distribuiti nel mese di ottobre 2017) e l'advance payment effettuato dal gruppo api nell'ambito dell'operazione di cessione della partecipazione in TotalErg

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

(4) 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**[7].
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.

## Operazione TotalErg – IFRS 5

In riferimento all'operazione TotalErg, già commentata nelle Premesse e nei Fatti di rilievo, si segnala che nelle Note al Bilancio Consolidato i risultati contabili della partecipata sono rilevati ed indicati in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente comunicato e nella Relazione sulla Gestione i risultati di TotalErg nell'attività ordinaria alla riga Proventi (Oneri) da partecipazione valorizzandone il contributo recurring per l'intero esercizio 2017.

## Brockaghboy Windfarm Ltd – IFRS 5

In riferimento all'operazione Brockaghboy Windfarm Ltd, già commentata nelle Premesse, si segnala che nelle Note al Bilancio Consolidato i risultati contabili relativi agli *assets* in corso di vendita sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente comunicato e nella Relazione sulla Gestione i risultati degli *assets* in corso di cessione nell'attività ordinaria.

[7] 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*

| 4° trimestre 2017 | 4° trimestre 2016 | MARGINE OPERATIVO LORDO | Anno 2017 | Anno 2016 |
|---|---|---|---|---|
| | | **Margine operativo lordo Attività continue** [1] | ***457,6*** | ***453,3*** |
| | | *Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)* | *2,3* | *0,0* |
| ***103,5*** | ***104,5*** | **Margine operativo lordo** | ***459,9*** | ***453,3*** |
| | | *Esclusione Poste non caratteristiche:* | | |
| | | ***Corporate*** | | |
| *12,0* | *0,0* | *- Storno oneri accessori operazioni straordinarie* [2] | *12,0* | *0,0* |
| | | ***Fonti Programmabili*** | | |
| *0,0* | *0,0* | *- Oneri per riorganizzazione societaria* | *0,0* | *0,3* |
| *0,3* | *0,0* | *- Storno oneri accessori operazioni straordinarie* [2] | *0,3* | *0,0* |
| | | ***Fonti Non Programmabili*** | | |
| *0,0* | *0,0* | *- Oneri per riorganizzazione societaria* | *0,0* | *0,9* |
| *0,1* | *0,0* | *- Storno oneri accessori operazioni straordinarie* [2] | *0,1* | *0,9* |
| ***115,9*** | ***104,5*** | **Margine operativo lordo recurring** | ***472,3*** | ***455,4*** |

| 4° trimestre 2017 | 4° trimestre 2016 | AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI | Anno 2017 | Anno 2016 |
|---|---|---|---|---|
| | | **Ammortamenti attività continue** | ***(250,9)*** | ***(253,7)*** |
| | | *Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)* | *(1,3)* | *0,0* |
| ***(64,1)*** | ***(60,4)*** | **Ammortamenti e svalutazioni** | ***(252,2)*** | ***(253,7)*** |
| | | *Esclusione Poste non caratteristiche:* | | |
| *0,0* | *0,0* | *- Poste non recurring* | *0,0* | *0,0* |
| ***(64,1)*** | ***(60,4)*** | **Ammortamenti recurring** | ***(252,2)*** | ***(253,7)*** |

[1] non tiene conto dei risultati delle attività e passività oggetto delle già commentate operazioni TotalErg e Brockaghboy Windfarm Ltd che nelle Note al Bilancio Consolidato sono indicate separatamente secondo le modalità indicate dall'IFRS 5. Non viene riportata la riconciliazione dei dati del quarto trimestre in quanto tali dati non sono presentati nelle Note al Bilancio Consolidato.
[2] storno di oneri accessori relativi a progetti speciali

| 4° trimestre | | RISULTATO NETTO DI GRUPPO | Anno | |
|---|---|---|---|---|
| 2017 | 2016 | | 2017 | 2016 |
| | | **Risultato netto di Gruppo in Bilancio Consolidato** | **206,8** | **122,5** |
| | | *Esclusione effetti IFRS 5 (TotalErg)* [1] | *(99,0)* | *0,0* |
| | | *Contributo 51% di TotalErg IAS Reported* [2] | *72,3* | *0,0* |
| **65,8** | **30,5** | **Risultato netto di Gruppo** | **180,2** | **122,5** |
| *(7,9)* | *(9,4)* | *Esclusione Utili / Perdite su magazzino* | *(9,1)* | *(15,7)* |
| | | ***Esclusione Poste non caratteristiche:*** | | |
| *9,3* | *0,0* | *Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie* [3] | *9,3* | *0,8* |
| *(38,8)* | *3,3* | *Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg* [4] | *(38,8)* | *4,1* |
| *0,0* | *0,0* | *Esclusione effetto prepayment finanziamenti* | *0,0* | *5,9* |
| *0,0* | *0,0* | *Esclusione oneri per riorganizzazione societaria* | *0,0* | *0,8* |
| *0,0* | *0,0* | *Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities* | *0,0* | *(11,0)* |
| ***28,4*** | ***24,4*** | **Risultato netto di Gruppo recurring** | ***141,6*** | ***107,3*** |

(1) storno degli effetti legati all'applicazione di quanto previsto dall'IFRS 5. La posta include lo storno dei dividendi distribuiti da TotalERG a ERG S.p.A. successivamente alla data del 30 giugno (-50 milioni), lo storno di ripristino di precedenti svalutazioni (-37 milioni), il risultato del primo semestre di TotalErg S.p.A. rilevato secondo il metodo del patrimonio netto (-12 milioni)

(2) ai fini della presente Relazione sulla Gestione e del presente comunicato per una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno rappresentare il contributo di TotalErg in continuità per l'intero esercizio 2017, senza considerare gli effetti dell'applicazione IFRS 5 come sopra commentati.

(3) storno di oneri accessori relativi a progetti speciali al netto dei relativi effetti fiscali

(4) plusvalenza relativa alla cessione Totalgaz Italia S.r.l, società controllata da TotalErg S.p.A. operante nella commercializzazione del gpl, ceduta in data 5 ottobre 2017 a UGI Italia S.r.l..

## Riconciliazione con i valori indicati nelle Note al Bilancio Consolidato

Di seguito la riconciliazione tra gli schemi riclassificati esposti e commentati nel presente comunicato e nella Relazione sulla Gestione con i valori indicati nelle Note al Bilancio consolidato.

### Conto Economico Riclassificato

| *(milioni di Euro)* | Valori indicati nel Bilancio Consolidato | Storno riclassifiche IFRS 5 TotalErg | Storno riclassifiche IFRS 5 Brockahgboy (UK) | Valori indicati in Relazione sulla Gestione (IAS Reported) | Storno oneri accessori progetti speciali | Storno effetto IFRS 5 TotalErg | Consolidato ERG IAS Recurring |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | 1.053,6 | - | 2,9 | 1.056,5 | - | - | 1.056,5 |
| Altri ricavi e proventi | 10,6 | - | - | 10,6 | - | - | 10,6 |
| **Ricavi totali** | **1.064,1** | **-** | **2,9** | **1.067,0** | **-** | **-** | **1.067,0** |
| Costi per acquisti | (355,2) | - | - | (355,2) | - | - | (355,2) |
| Variazioni delle rimanenze | (0,6) | - | - | (0,6) | - | - | (0,6) |
| Costi per servizi e altri costi operativi | (182,0) | - | (0,6) | (182,6) | 7,1 | - | (175,5) |
| Costi del lavoro | (68,7) | - | - | (68,7) | 5,3 | - | (63,4) |
| **Margine operativo lordo** | **457,6** | **-** | **2,3** | **459,9** | **12,4** | **-** | **472,3** |
| Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni | (250,9) | - | (1,3) | (252,2) | - | - | (252,2) |
| **Risultato operativo** | **206,7** | **-** | **1,1** | **207,7** | **12,4** | **-** | **220,1** |
| Proventi (oneri) finanziari netti | (65,3) | - | (0,3) | (65,6) | - | - | (65,6) |
| Proventi (oneri) da partecipazioni netti | (1,2) | 99,6 | - | 98,4 | - | (75,1) | 23,3 |
| **Risultato prima delle imposte** | **140,2** | **99,6** | **0,8** | **240,5** | **12,4** | **(75,1)** | **177,8** |
| Imposte sul reddito | (33,0) | (0,6) | (0,1) | (33,7) | (3,1) | 0,6 | (36,2) |
| **Risultato prima degli interessi di terzi** | **107,2** | **99,0** | **0,6** | **206,8** | **9,3** | **(74,5)** | **141,6** |
| Risultato netto attività destinate ad essere cedute | 99,6 | (99,0) | (0,6) | 0,0 | - | - | 0,0 |
| **Risultato netto del periodo** | **206,8** | **-** | **-** | **206,8** | **9,3** | **(74,5)** | **141,6** |
| Risultato di azionisti terzi | - | - | - | - | - | - | - |
| **Risultato netto di competenza del Gruppo** | **206,8** | **-** | **-** | **206,8** | **9,3** | **(74,5)** | **141,6** |

In applicazione dell'IFRS 5 relativo all'operazione di cessione TotalErg, lo storno delle poste no recurring includono:

- lo storno dei dividendi distribuiti da TotalERG S,p.A. ad ERG S.p.A. successivamente alla data del 30 giugno 2017 (-51 milioni)
- lo storno del ripristino di precedenti svalutazioni (-37 milioni)
- il risultato reported del secondo semestre di TotalErg S.p.A (+60 milioni)
- lo storno delle poste no recurring di Totalerg relativo all'intero esercizio 2017(-48 milioni)

### Stato Patrimoniale Riclassificato

| *(milioni di Euro)* | Valori indicati nel Bilancio Consolidato | Storno riclassifiche IFRS 5 TotalErg | Storno riclassifiche IFRS 5 Brockahgboy | Valori indicati in Relazione sulla Gestione |
|---|---|---|---|---|
| Capitale immobilizzato | 3.004 | 180 | 77 | 3.261 |
| Capitale circolante operativo netto | 149 | - | 1 | 150 |
| Trattamento di fine rapporto | (6) | - | - | (6) |
| Altre attività | 278 | - | 1 | 279 |
| Altre passività | (572) | - | (1) | (573) |
| **Capitale investito netto attività continue** | **2.853** | **180** | **78** | **3.110** |
| Capitale investito netto discontinued operations | 258 | (180) | (78) | 0 |
| **Capitale investito netto** | **3.110** | **-** | **(0)** | **3.110** |
| Patrimonio netto di Gruppo | 1.877 | - | - | 1.877 |
| Indebitamento finanziario netto | 1.234 | - | (1) | 1.233 |
| Indebitamento discontinued operations | (1) | - | 1 | 0 |
| **Mezzi propri e debiti finanziari** | **3.110** | **-** | **(0)** | **3.110** |

# Andamento gestionale risultati anno 2017

## Premessa

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa dell' 8 marzo 2018 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2017 del gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla gestione che, unitamente alle Note al Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti dalla normativa vigente.

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

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

## Risultati *recurring*

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle poste no recurring[8] e degli utili (perdite) su magazzino[9]. 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 riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo (a fronte delle produzioni in Italia degli asset termoelettrici, eolici e, a partire dal 1° luglio 2016, idroelettrici), oltre all'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo.

Per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono gli effetti delle coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili (cd. RES) da parte dell'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A..

## Variazione perimetro di business

I risultati dell'esercizio 2017 riflettono l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania (48 MW) acquisiti nel periodo e consolidati integralmente dal 1° gennaio 2017.
Si precisa inoltre che i risultati del 2017 riflettono inoltre il contributo del parco eolico di proprietà della società Brockaghboy Windfarm Ltd, entrato in operatività nel corso del quarto trimestre 2017. A fine 2017 è stato avviato il processo di vendita di tale società che si è concluso in data 7 marzo 2018.

## Cessione partecipazione TotalErg

In data **3 novembre 2017** 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 Trecate.
L'operazione si è perfezionata in data **10 gennaio 2018**, a seguito dell'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.
Il corrispettivo relativo alla cessione degli *assets* è pari a 194 milioni, di cui 14 milioni già incassati in *advance payment* nel 2017, 144 milioni incassati nel 2018 al momento del closing e 36 milioni come componente differita regolata da un *vendor loan agreement* con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A..
Complessivamente il valore legato all'*equity value* della transazione è pari a 273 milioni che include, oltre al corrispettivo sopra indicato, anche i dividendi straordinari distribuiti da TotalErg S.p.A. ad ERG S.p.A. per complessivi 71 milioni di Euro (di cui 20 milioni di euro pagati in data 11 maggio 2017 e i restanti 51 milioni in data 26 ottobre 2017), gli interessi che matureranno nell'ambito del *vendor loan agreement* ed i relativi effetti fiscali.

[8] le poste *no recurring* includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.
[9] il contributo ad *equity* di TotalErg è esposto al netto degli utili (perdite) su magazzino e delle poste *no recurring*

Si ricorda che già a partire dal "Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2017" la partecipazione è rilevata ed indicata in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente documento e nella Relazione sulla gestione i risultati di TotalErg nell'attività ordinaria alla riga "Proventi (Oneri) da partecipazione" valorizzandone il contributo *recurring* per l'intero esercizio 2017.
Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance". Per un maggior dettaglio degli impatti legati alla valutazione e rilevazione della partecipazione ai fini dell'IFRS 5 si rimanda inoltre a quanto indicato alla Nota 27 del Bilancio Consolidato.

## Brockaghboy Windfarm Ltd

ERG ha acquisito agli inizi del 2016 da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione, portata poi a termine nel corso del 2017, di un parco eolico in Irlanda del Nord con una capacità installata di 48 MW. Il parco è stato già accreditato ai fini dei vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal sistema regolatorio.

Gli accordi siglati a suo tempo prevedevano che al termine della costruzione e successivamente all'accredito degli incentivi (NIRO) ERG avesse il diritto di presentare un'offerta integrativa a TCI per mantenerne definitivamente la proprietà. Qualora tale offerta non fosse stata accettata e solo nel caso di offerte superiori da parte di terzi, si sarebbe proceduto alla cessione, tramite un meccanismo contrattuale di ripartizione della plusvalenza.

Ciò premesso, si segnala che alla fine dell'esercizio 2017 è stato avviato un processo di vendita della controllata Brockaghboy Windfarm Ltd, che si è concluso in data 7 marzo 2018.
In considerazione di quanto sopra, nelle Note al Bilancio Consolidato i risultati contabili relativi agli *assets* in corso di vendita sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente documento e nella Relazione sulla gestione i risultati degli *assets* in corso di cessione nell'attività ordinaria.
Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

## Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG ha portato a termine nel corso del 2017 un profondo processo di trasformazione da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti prevalentemente rinnovabili sia non programmabili (eolica) che programmabili (termoelettrica e idroelettrica), espandendosi inoltre all'estero con una crescente presenza in particolare nel mercato eolico francese e tedesco.

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

La gestione dei processi industriali e commerciali del Gruppo ERG è affidata alla controllata ERG Power Generation S.p.A.che svolge direttamente:

- l'attività di Energy Management unificata per tutte e tre le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di *Operation & Maintenance* dell'impianto "Centrale nord", dei propri impianti eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania. Attraverso le società CSO Energy presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo che di terzi.

ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei settori della produzione di Energia Elettrica da:

- **Fonti non programmabili**

  ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.814 MW di potenza installata al 31 dicembre 2017. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

  I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (722 MW operativi), in particolare in Francia (252 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW) e in Irlanda del Nord (47,5 MW)[10]. In particolare si segnala che nel mese di maggio 2017 ERG ha ulteriormente consolidato la propria posizione nel mercato eolico *on shore* tedesco, attraverso l'acquisizione di sei parchi eolici tedeschi, con una capacità installata di 48,4 MW, inoltre nel quarto trimestre 2017 è entrato progressivamente in esercizio il parco da 47,5MW in Irlanda del Nord.

  Si segnala che in data 12 gennaio 2018 ERG ha fatto il proprio ingresso nel settore fotovoltaico acquistando il 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.

- **Fonti programmabili**

  ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato fino al 27 maggio 2016 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Mucchetti[11]. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di ultima generazione alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 unitamente ad altri impianti ancillari per la produzione di vapore e in misura minore di altre utilities;

  ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica attraverso un portafoglio integrato di asset composto da 19 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW.

A partire dal 1°gennaio 2017 tutti i servizi trasversali al Gruppo sono accentrati in ERG S.p.A.
Il Gruppo ERG, al 31 dicembre 2017, deteneva una partecipazione del 51% di TotalErg, *joint venture* nel settore del downstream integrato. Si precisa che, a valle di un processo di vendita avviato a fine 2016, in data **10 gennaio 2018** la partecipazione è stata ceduta al gruppo api.

[10] Si tratta del parco eolico di Brockaghboy ceduto in data 7 marzo 2018

[11] Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ( "Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico

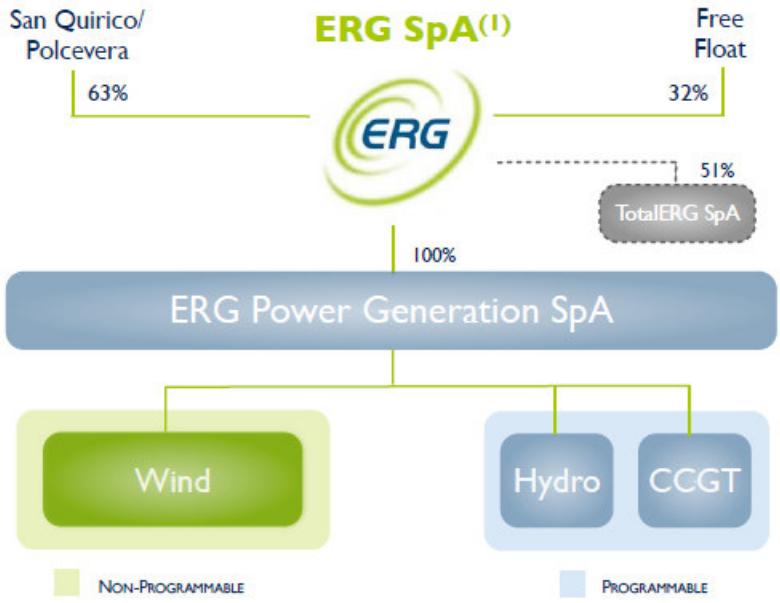
In data 1° gennaio 2017 ha assunto piena efficacia il nuovo assetto organizzativo che si caratterizza per la definizione di due macro-ruoli:

- ERG S.p.A. – Corporate – che garantisce l'indirizzo strategico, ha la responsabilità diretta dei processi di business development ed assicura la gestione di tutti i processi di supporto al business. La società è organizzata nelle seguenti 5 aree:
  - Business Development
  - Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, Investor Relations e Acquisti;
  - Capitale Umano, ICT e Servizi Generali;
  - Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
  - Affari Legali e Societari.

- ERG Power Generation S.p.A., cui è affidata la responsabilità dei processi industriali e commerciali del Gruppo, organizzati in:
  - tecnologie di generazione Wind, Thermo ed Hydro, a loro volta declinate in unità produttive su base geografica;
  - Energy Management, quale single entry point verso i mercati organizzati;
  - una struttura commerciale dedicata ai Key Accounts;
  - un centro di eccellenza tecnologica responsabile dei processi di Engineering & Construction;
  - un polo di competenze specialistiche in materia di regolamentazione operativa e controllo performance trasversale a tutti i processi industriali;
  - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.

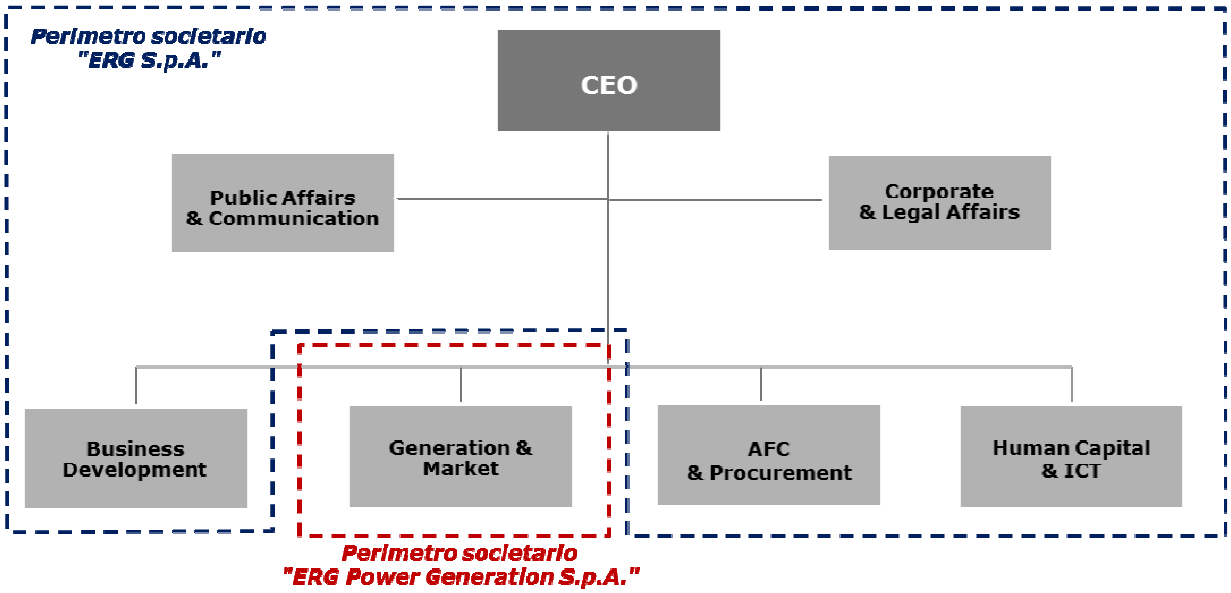
L'attuazione del nuovo Modello Organizzativo di Gruppo, avviata in parte già alla fine del 2016 con la centralizzazione in ERG S.p.A. delle aree di Business Development ed Affari Legali e Societari, ha avuto completa efficacia a partire dall'1 gennaio 2017, in particolare tramite:

- l'incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A.;
- l'incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A..




(1) ERG possiede l'1% di azioni proprie

Il nuovo modello organizzativo / societario può essere rappresentato in sintesi come segue:


Perimetro societario
"ERG S.p.A."
CEO
Public Affairs
& Communication
Corporate
& Legal Affairs
Business
Development
Generation &
Market
AFC
& Procurement
Human Capital
& ICT
Perimetro societario
"ERG Power Generation S.p.A."

## STRATEGIA

ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine,
raggiungendo nelle rinnovabili una posizione di leadership non solo nel mercato italiano ma anche in quello europeo.
Nel 2017 ERG ha concluso il percorso di trasformazione industriale iniziato 10 anni fa, essendo completamente uscita dall'Oil, con la cessione della propria partecipazione in TotalERG. Inoltre, la Società ha intrapreso un importante passo nella diversificazione tecnologica, con l'acquisizione di 89MW nel solare in Italia. ERG è quindi diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili in Europa. Il Gruppo ha raggiunto una capacità installata di 2.800MW ( 1.814 MW nel settore eolico, 89MW nel solare, 527 MW nel settore idroelettrico e 480 MW nel settore termoelettrico C.A.R.) con un portafoglio di assets diversificato sia tecnologicamente che geograficamente, caratterizzato da una significativa presenza nell'eolico all'estero.
La strategia di ERG vuole continuare ad essere quella di anticipare i trend del settore ed è per questa ragione che è stato approvato con un anno di anticipo il Piano Industriale 2018-2022. Negli ultimi anni vi è stato un mutamento radicale e profondo in Europa dell'industria della generazione elettrica da fonti rinnovabili: se da un lato è sempre più forte la spinta da parte dei Governi verso la decarbonizzazione a favore delle rinnovabili, dall'altro vi è stato un mutamento radicale nello scenario competitivo tramite la progressiva introduzione delle aste competitive per l'aggiudicazione di nuova capacità rinnovabile ed il conseguente abbandono dei sistemi incentivanti. Le rinnovabili sono passate quindi dall'essere un business con forti connotazioni infrastrutturali a business con caratteristiche prettamente industriali.
Nell'ambito di tale mutato contesto competitivo, la strategia di ERG è quella di continuare a crescere nelle rinnovabili facendo ora leva sul suo knowhow industriale, sulla sua presenza territoriale, sulla qualità dei propri assets, sull'efficienza operativa e sulla flessibilità del portafoglio integrato di Energy Management.
L' obiettivo nel periodo 2018-2022 è di incrementare la capacità installata di circa 850 MW attraverso tre canali:

1) **Greenfield e co-Sviluppo:** ERG Intende proseguire la propria strategia di crescita attraverso lo sviluppo organico o accordi di co-sviluppo in Francia, Germania e Regno Unito.
2) **Repowering e Reblading in Italia**: In considerazione dell'evoluzione tecnologica del settore eolico, ERG si pone l'obiettivo di effettuare il repowering ed il reblading su parchi dotati di tecnologia obsoleta, con turbine inferiori al MW, con incentivi già scaduti o in scadenza, ma al contempo nei siti più ventosi, pertanto con una redditività attesa molto alta anche in assenza di incentivi.
3) **M&A**: ERG intende continuare ad avere un approccio opportunistico in modo da cogliere le opportunità di crescita nelle rinnovabili nei paesi di interesse per ERG, facendo leva sull'esperienza acquisita lungo il suo percorso di trasformazione e sulle sinergie derivanti dal consolidamento con il proprio portafoglio.

# ERG 2018-2022 STRATEGIC OPTIONS

## ERG Group current geographical presence




Geographical presence

Business / Technology

Wind Solar Hydro CCGT O&M and TOM

## Country / Business attractiveness for ERG

| Business / Technology | | Reference Geographies | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | DE | FR | UK | IT |
| Wind | Greenfield & Co-development | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Wind | Repowering& Reblading | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Wind | M&A | ✓ | ✓ | ✓ | |
| Solar | M&A | ✓ | ✓ | | ✓ |
| O&M and TOM | Focus on technical operating efficiency | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

# Sintesi dei risultati

| (milioni di Euro) | | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|---|
| **Principali dati economici** | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | | 1.056 | 1.025 |
| **Margine operativo lordo *recurring*** | | **472** | **455** |
| **Risultato operativo netto *recurring*** | | **220** | **202** |
| Risultato netto | | 207 | 125 |
| di cui Risultato netto di Gruppo | | 207 | 122 |
| **Risultato netto di Gruppo *recurring*** (1) | | **142** | **107** |
| **Principali dati finanziari** | | | |
| **Capitale investito netto** | | **3.110** | **3.286** |
| Patrimonio netto | | 1.877 | 1.729 |
| Indebitamento finanziario netto totale | | 1.233 | 1.557 |
| di cui *Project Financing non recourse* (2) | | 1.115 | 1.276 |
| Leva finanziaria | | 40% | 47% |
| **Ebitda Margin %** | | **45%** | **44%** |
| **Dati operativi** | | | |
| **Capacità installata impianti eolici a fine periodo** | *MW* | **1.814** | **1.720** |
| Produzione di energia elettrica da impianti eolici | *milioni di KWh* | 3.613 | 3.501 |
| **Capacità installata impianti termoelettrici** | *MW* | **480** | **480** |
| Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici | *milioni di KWh* | 2.453 | 2.693 |
| **Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo** | *MW* | **527** | **527** |
| Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici | *milioni di KWh* | 1.144 | 1.358 |
| **Vendite totali di energia elettrica** | *milioni di KWh* | **11.747** | **12.303** |
| Investimenti (3) | *milioni di Euro* | 54 | 60 |
| **Dipendenti a fine periodo** | *Unità* | **714** | **715** |
| **Indicatori di mercato** | | | |
| Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) (4) | *Euro/MWh* | 54,0 | 42,8 |
| Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia | *Euro/MWh* | 107,3 | 100,1 |
| Prezzo zonale Sicilia (baseload) | *Euro/MWh* | 60,8 | 47,6 |
| Prezzo zonale Centro Nord (peak) | *Euro/MWh* | 63,5 | 47,6 |
| Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG - in Italia | *Euro/MWh* | 147,1 | 139,0 |
| Feed In Tariff - Germania(5) | *Euro/MWh* | 91,7 | 92,6 |
| Feed In Tariff - Francia(5) | *Euro/MWh* | 88,3 | 88,7 |
| Feed In Tariff - Bulgaria(5) | *Euro/MWh* | 81,9 | 84,0 |
| Prezzo energia elettrica - Polonia | *Euro/MWh* | 36,5 | 33,4 |
| Prezzo certificato di origine - Polonia | *Euro/MWh* | 8,5 | 10,8 |
| Prezzo energia elettrica - Romania(6) | *Euro/MWh* | 28,7 | 27,3 |
| Prezzo certificato verde - Romania(7) | *Euro/MWh* | 29,0 | 29,5 |

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).

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

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

(10) 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 milioni di Euro effettuati nel 2016

(11) Prezzo Unico Nazionale

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

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

(14) prezzo riferito al valore unitario del certificato verde

# Sintesi dei risultati per settore

| (milioni di Euro) | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **Ricavi della gestione caratteristica *recurring*** | | |
| **Fonti Non Programmabili** | **445** | **423** |
| Eolico | 445 | 423 |
| **Fonti Programmabili** | **610** | **601** |
| Termoelettrico [1] | 473 | 479 |
| Idroelettrico | 137 | 122 |
| **Corporate** | **38** | **32** |
| *Ricavi infrasettori* | *(37)* | *(31)* |
| **Totale ricavi della gestione caratteristica** | **1.056** | **1.025** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** | | |
| **Fonti Non Programmabili** | **316** | **308** |
| Eolico | 316 | 308 |
| **Fonti Programmabili** | **172** | **161** |
| Termoelettrico [1] | 78 | 77 |
| Idroelettrico | 94 | 84 |
| **Corporate** | **(16)** | **(13)** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** | **472** | **455** |
| **Ammortamenti e svalutazioni:** | | |
| **Fonti Non Programmabili** | **(160)** | **(163)** |
| Eolico | (160) | (163) |
| **Fonti Programmabili** | **(89)** | **(88)** |
| Termoelettrico | (31) | (30) |
| Idroelettrico | (58) | (58) |
| **Corporate** | **(3)** | **(3)** |
| **Ammortamenti *recurring*** | **(252)** | **(254)** |
| **Risultato operativo netto:** | | |
| **Fonti Non Programmabili** | **156** | **145** |
| Eolico | 156 | 145 |
| **Fonti Programmabili** | **83** | **73** |
| Termoelettrico [1] | 48 | 47 |
| Idroelettrico | 35 | 26 |
| **Corporate** | **(19)** | **(16)** |
| **Risultato operativo netto *recurring*** | **220** | **202** |
| **Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:** | | |
| **Fonti Non Programmabili** | **35** | **44** |
| Eolico | 35 | 44 |
| **Fonti Programmabili** | **16** | **13** |
| Termoelettrico | 10 | 10 |
| Idroelettrico | 6 | 4 |
| **Corporate** | **3** | **3** |
| **Totale investimenti** | **54** | **60** |

[2] Include contributo Energy Management

## Vendite

## Energia

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

Nel corso del 2017, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 11,7 TWh (12,3 TWh nel 2016), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 7,2 TWh (7,6 TWh nel 2016), di cui circa 1,5 TWh all'estero e 5,7 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,8% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nel 2016).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella[12] seguente:

| Fonti di energia elettrica (GWh) | Anno | | Vendite di energia elettrica (GWh) | Anno | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2017 | 2016 | | 2017 | 2016 |
| Wind - produzione eolica Italia | 2.117 | 2.220 | Energia elettrica venduta a clienti captive | 539 | 542 |
| Wind - produzione eolica Estero | 1.496 | 1.281 | | | |
| | | | Energia elettrica venduta a IREN | 2.015 | 2.020 |
| CCGT - produzione termoelettrica | 2.453 | 2.693 | | | |
| Hydro - produzione idroelettrica | 1.144 | 1.358 | Energia elettrica venduta Wholesale (Italia) | 7.697 | 8.460 |
| ERG Power Generation - acquisti | 4.536 | 4.751 | Energia elettrica venduta all'estero | 1.496 | 1.281 |
| **Totale** | **11.747** | **12.303** | **Totale** | **11.747** | **12.303** |

Nel corso del 2017 sono state inoltre effettuate vendite di vapore[13] per 737 migliaia di tonnellate (752 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2016).

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

[12] Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine.
[13] Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete

## Commento ai risultati del periodo

Nel 2017 i **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 1.056 milioni, in lieve aumento rispetto ai 1.025 milioni del 2016, pur in presenza di produzioni RES leggermente inferiori rispetto all'analogo periodo del 2016 per effetto di condizioni di idraulicità particolarmente avverse in Italia. Tali effetti sono stati più che compensati dalla crescita dei volumi nell'eolico grazie al contributo dei nuovi impianti in Germania ed UK in un contesto di scenario positivo che ha registrato un incremento medio dei prezzi dell'energia, degli incentivi e dei Titoli di Efficienza Energetica. Tale voce riflette anche gli effetti delle 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 **margine operativo lordo *recurring*** si attesta a 472 milioni, superiore rispetto ai 455 milioni registrati nel 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Fonti Non Programmabili:** margine operativo lordo pari a 316 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (308 milioni), in conseguenza principalmente di un andamento generale dei prezzi più favorevole oltreché da ulteriori azioni di efficienza sui costi e dal contributo dei neoacquisiti parchi eolici in Germania oltre che dall'avvio del nuovo parco eolico in Nord Irlanda. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore ventosità e produzione in Italia e in Francia, dove si sono registrate condizioni di ventosità meno favorevoli. Buone invece le condizioni di ventosità registrate in Germania e nei paesi dell'est.
Si segnala che circa l'87% (96% nel 2016) della produzione eolica in Italia nel 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 172 milioni, in aumento rispetto all'esercizio precedente (161 milioni). Il contributo fornito dal nucleo idroelettrico è risultato pari a 94 milioni in forte incremento rispetto ai 84 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 significativamente 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 78 milioni, risulta in linea rispetto ai 77 milioni dello scorso esercizio che beneficiava però 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 più che compensato dal contributo dei ricavi per Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, oltre che dal migliore andamento dei prezzi di cessione dell'energia.

Il **risultato operativo netto *recurring*** è stato pari a 220 milioni (202 milioni nel 2016) dopo ammortamenti per 252 milioni (254 milioni nel 2016).

Il **risultato netto di Gruppo *recurring*** è stato pari a 142 milioni, in forte crescita rispetto al risultato di 107 milioni del 2016, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi, minori oneri finanziari netti e maggiori proventi della partecipazione in TotalErg (nel presente documento e nella Relazione sulla gestione consolidata ad equity per l'intero esercizio 2017).
Il risultato del 2016 includeva anche il valore negativo di circa 3 milioni a titolo di interessenze di minoranza**.**

Il **risultato netto di Gruppo**[14] è stato pari a 207 milioni (122 milioni nel 2016) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti e i minori oneri finanziari netti, gli effetti legati all'applicazione dell'IFRS 5 all'operazione TotalErg.

Nel 2017 gli **investimenti di Gruppo** sono stati 54 milioni (60 milioni nel 2016) di cui il 65% nel settore Non Programmabili (73% nel 2016), principalmente relativi alla costruzione del parco eolico di Brockaghboy in

[14] Include poste no recurring per +38 milioni (+4 milioni nel 2016) e utili (perdite) su magazzino per +9 milioni (+16 milioni nel 2016). I valori sono al netto degli effetti fiscali. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato nel capitolo "Indicatori alternativi di perfomance".

Irlanda del Nord, entrato in operatività a partire dal quarto trimestre 2017, e il 30% nel settore Programmabili (22% nel 2016), il 5% nel settore Corporate (5% nel 2016). A questi si sommano circa 40 milioni investiti nel 2017 per l'acquisizione di 48 MW in Germania dal Gruppo DIF (306 milioni di Euro nel 2016 per l'acquisizione di parchi eolici in Francia e Germania dal Gruppo Impax e Brockaghboy).

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.233 milioni, in decremento di 325 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo, per i dividendi distribuiti da TotalErg (71 milioni), per l'incasso *dell'advance payment* dal gruppo api nell'ambito della cessione di TotalErg (14 milioni), e per l'incasso dei corrispettivi di reintegro UESSE (22 milioni)[15] che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF (40 milioni), la distribuzione dei dividendi (74 milioni), il pagamento delle imposte (23 milioni) e gli investimenti del periodo(54 milioni).

## Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

### Eolico

In data **8 marzo** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da DIF RE Erneuerbare Energien 1 GmbH e da DIF RE Erneuerbare Energien 3 GmbH il 100% del capitale di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania.
I parchi, con una capacità installata di 48,4 MW hanno una produzione annua media attesa di circa 84 GWh, pari a circa 66.000 t di emissione di CO2 evitata, sono entrati in esercizio nel 2007 ed hanno una scadenza media degli incentivi al 2027.
Il prezzo pagato a titolo di equity value è di 14,4 milioni di Euro cui corrisponde un *enterprise value* di circa 40 milioni di Euro.
Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data **2 maggio**.
L'operazione, coerentemente con la strategia di crescita e di diversificazione all'estero, consente ad ERG di consolidare la propria posizione nel mercato eolico *on shore* tedesco, con una potenza installata di 216 MW.

In data **22 giugno** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito da Abo Wind UK LTD il 100% del capitale della società di diritto UK Evishagaran Wind Farm Ltd (ridenominata ERG UK Holding) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico (35MW) in Irlanda del Nord la cui entrata in funzione è prevista entro il 2020.

In data **30 giugno** ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ERG Eolica Amaroni S.r.l. ed ERG Eolica Basilicata S.r.l., società controllate interamente da ERG Power Generation S.p.A, hanno sottoscritto un contratto di finanziamento nella forma di multi-borrower *non-recourse portfolio* project finance.
Le tre società coinvolte nell'operazione sono proprietarie di tre parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2011 e il 2013, situati in Calabria e Basilicata per una capacità installata totale di 154 MW.
L'operazione, grazie alle eccellenti performance operative e finanziarie dei suddetti parchi eolici, ha permesso di rifinanziare i project financing esistenti sottoscritti tra il 2012 e il 2014 a condizioni economiche significativamente migliori, con una riduzione del costo del debito di oltre il 50% rispetto alle condizioni originarie.
Il contratto di finanziamento, per un importo pari a 145 milioni e una durata di 10,5 anni, è stato sottoscritto da Crédit Agricole CIB Milan Branch in qualità di Coordinating & Structuring Bank e Mandated Lead Arranger, da BNP Paribas (CIB Italia) e da ING Bank N.V.- Milan Branch in qualità di Mandated Lead Arranger ed UBI Banca S.p.A, in qualità di Mandated Lead Arranger e Banca Agente. Crédit Agricole Carispezia ha agito invece in qualità di Account Bank.

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 il primo trimestre 2018. 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 co-sviluppo greenfield anche in Francia, di cui ERG avrà la leadership nella definizione tecnica dei progetti e nella gestione dei costi.

[15] Nel corso del quarto trimestre 2017 sono stati incassati 13 milioni a saldo del 2015 e 9 milioni come secondo acconto del 2016.

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.

**Solare**

In data **16 novembre** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con VEI Green, holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, per l'acquisto del 100% della società ForVei S.r.l, nono operatore fotovoltaico in Italia.

ForVei, joint venture tra VEI Green e Foresight costituita nel 2011, possiede e gestisce 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, pari a circa 77 kt di emissione di CO2 evitata. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

L'enterprise value dell'operazione è stato pari a 336 milioni di Euro; l'EBITDA annuo atteso per il 2017 è di circa 35 milioni di euro. Gli asset sono attualmente finanziati tramite non-recourse project financing per un importo di circa 180 milioni di euro e contratti di leasing per un importo di circa 60 milioni di euro. Il closing dell'operazione è stato perfezionato in data 12 gennaio 2018 (vedi Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio) e pertanto la società sarà consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2018.

**Corporate**

In data **20 aprile**, al termine dei lavori assembleari, il Dott. Luigi Ferraris, Consigliere Indipendente nonché membro del Comitato Strategico, ha rassegnato con efficacia immediata le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. per cogliere nuove opportunità professionali. Al momento delle sue dimissioni il Dott. Luigi Ferraris non risultava detenere azioni della Società.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. dell'11 maggio 2017 ha pertanto provveduto a nominare, su proposta del Comitato Nomine e Compensi, ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile e dell'art. 15 dello Statuto Sociale, quale nuovo Consigliere della Società, il Dott. Alessandro Careri (già Consigliere di Amministrazione di ERG S.p.A. da giugno 2011 ad aprile 2015 e membro del Comitato Strategico, al momento della nomina Presidente del Consiglio di Amministrazione di TotalErg S.p.A.) che resterà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, valutato positivamente l'indipendenza del Consigliere Alessandro Careri con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

Il Consiglio di Amministrazione ha infine deliberato di non integrare l'attuale composizione del Comitato Strategico.

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.

Ingegnere con vent'anni di esperienza in posizioni apicali di aziende internazionali nel settore Energy, Sergio Chiericoni ha condotto importanti progetti di sviluppo, progettazione e costruzione in diversi paesi del mondo, focalizzandosi negli ultimi dieci anni nel settore delle Rinnovabili.

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 matureranno interessi a un tasso fisso pari a 2,175%. Il pagamento degli interessi avverrà con scadenza annuale posticipata.

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

Le obbligazioni sono rivolte esclusivamente a investitori istituzionali in Italia e all'estero e non saranno offerte o vendute negli Stati Uniti d'America, Canada, Australia, Giappone o in qualsiasi altro paese nel quale l'offerta o la vendita delle obbligazioni siano vietate ai sensi delle leggi applicabili.

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 Trecate.
L'operazione si è perfezionata in data 10 gennaio 2018, a seguito dell'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.
Complessivamente il valore legato all''*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.

### Verifica TotalErg

In riferimento alle indagini relative alle presunte irregolarità fiscali riguardanti TotalErg (joint venture, 51% ERG e 49% Total, nata dalla fusione di Total Italia ed ERG Petroli il 1° ottobre 2010), si informa che in data 26 giugno 2015 è stato notificato ad ERG, in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg, in qualità di consolidata (ex ERG Petroli), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg l'avviso di accertamento ai fini IRAP ed IVA.
A fronte dello specifico rilievo riguardante la presunta indeducibilità di costi di acquisto e per servizi dell'esercizio 2007 operato nel processo verbale di constatazione (PVC) del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni di Euro, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125 mila Euro.
In data 6 luglio 2015 sono stati notificati alla partecipata TotalErg, in qualità di incorporante di Total Italia, sempre per le motivazioni già riportate, avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP ed IVA per le annualità 2007, 2008 e 2009. In data 29 novembre 2016 è stato notificato ad ERG S.p.A. ed in data 24 novembre 2016 a TotalErg, in qualità di consolidata, l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2010. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg S.p.A. l'avviso di accertamento ai fini Addizionale IRES, IRAP ed IVA. A fronte degli specifici rilievi operati nel relativo PVC notificato sempre in data 6 agosto 2014, a carico di TotalErg, pari a circa 3.797 milioni di Euro di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono, anche in questo caso, considerevolmente tale importo a circa 7,5 milioni di Euro.
Il 2 marzo 2017 la Commissione tributaria provinciale di Milano (CTP) ha accolto il ricorso ai fini IRAP per gli anni d'imposta dal 2007 al 2009 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A. quale incorporante della Total Italia S.p.A. L'Agenzia delle Entrate ha proposto appello alla Commissione tributaria regionale competente entro i termini di legge.
Il 13 marzo 2017 la Commissione tributaria provinciale di Milano (CTP) ha rigettato il ricorso per IRES, Robin Tax ed IVA per gli anni d'imposta 2007-2009 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A. quale incorporante della Total Italia S.p.A.). TotalErg S.p.A. ha presentato appello alla Commissione tributaria regionale competente entro i termini di legge.
Il 25 maggio 2017 la Commissione tributaria provinciale di Roma (CTP) ha rigettato il ricorso per IRES, IRAP ed IVA per l'anno d'imposta 2007 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A. quale incorporante della ERG Petroli S.p.A.). TotalErg S.p.A. ha presentato appello alla Commissione tributaria regionale competente in data 27 dicembre 2017.
ERG e TotalErg, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti, hanno impugnato i citati avvisi di accertamento presentando nei termini di legge i ricorsi tributari al fine di ottenerne l'annullamento.
In relazione alle tematiche sopra descritte si ricorda che l'accordo di *joint venture* con Total prevedeva un adeguato reciproco apparato di garanzie che sono rimaste valide anche a seguito della cessione ad api – anonima petroli italiana S.p.A. della partecipazione in TotalErg (i contenziosi in argomento sono rimasti in capo ai venditori ERG e Total Marketing Services SA quali c.d. *Retained Matters*).

## QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO: PRINCIPALI NOVITA'

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso del 2017.

## GENERALE

**Accordo di Parigi sui cambiamenti Climatici**

L'Accordo di Parigi, raggiunto nel dicembre 2015, ratificato lo scorso 4 ottobre 2016 e firmato dal 94,4% dei Paesi aderenti al successivo 5 ottobre, è entrato formalmente in vigore il 4 novembre 2016.
Da parte sua, l'Italia ha ratificato l'accordo il 27 ottobre 2016; la pubblicazione della legge sulla Gazzetta Ufficiale è avvenuta il 10 novembre 2016.
Lo scorso 1 giugno 2017 gli Stati Uniti d'America hanno revocato l'accettazione dell'accordo sottoscritta dalla precedente amministrazione.

**Clean Energy Package**

Lo scorso 30 novembre 2016 la Commissione europea ha pubblicato un pacchetto di iniziative legislative sulla politica climatico-energetica dell'Unione per il periodo successivo al 2020 (Clean Energy Package).
I principali provvedimenti riguardano la revisione e l'emissione di direttive e regolamenti sulle energie rinnovabili, sull'efficienza energetica e sul sistema elettrico, con gli obiettivi di fornire un quadro regolatorio stabile, necessario per facilitare la transizione verso l'uso d'energia pulita (e significativo per la creazione di un'Unione dell'energia) e di consentire all'UE di raggiungere gli obiettivi climatico-energetici al 2030[16] adottati nell'ottobre 2014 e presentati alla COP 21 del dicembre 2015.
Tra i provvedimenti da finalizzare sono pure compresi gli indirizzi della Commissione per la stesura dei piani di azione da parte degli stati membri.
L'approvazione dei provvedimenti finali, che dovrebbe avvenire entro il 2018, prevede il processo di co-decisione tra Parlamento europeo e Consiglio dell'unione. Tutti i provvedimenti dovrebbero entrare in vigore a partire dal 2021.

**Revisione della direttiva ETS**

Il sistema ETS è considerato come il principale meccanismo in dotazione all'Unione Europea per favorire il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti al 2020 e al 2030.
La protratta depressione dei prezzi della $CO_2$, unita alla necessità di adattare il sistema ai target 2030 di decarbonizzazione ha evidenziato la necessità di una revisione strutturale del sistema.
La Commissione Europea ha pertanto presentato nel 2015 una proposta di riforma, finalizzata a disciplinare la quarta fase che abbraccerà il decennio 2021-2030; la riforma ha l'obiettivo principale di risolvere in maniera strutturale l'eccesso di offerta di quote $CO_2$, che ha portato al crollo e alla successiva stagnazione del prezzo delle quote a livelli del tutto insufficienti per favorire la decarbonizzazione.
Dopo oltre due anni di discussioni, il Consiglio dell'unione e il Parlamento Europeo hanno raggiunto un accordo su un testo comune rispetto alla riforma dell'ETS proposta dalla CE, maggiormente incisivo rispetto a quest'ultima.
L'accordo raggiunto dovrà ora essere ratificato sia dal Parlamento che dal Consiglio, per poi essere pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione presumibilmente entro il primo trimestre del 2018.

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

Il 23 giugno 2016 gli elettori britannici si sono espressi per l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, primo caso di abbandono di uno stato membro e firmatario del trattato di Maastricht.
Una volta completate le trattative con Londra per l'effettiva attuazione dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, iniziate ufficialmente lo scorso 19 giugno 2017, l'intero quadro legislativo dell'Unione dovrà essere adattato alla nuova realtà a 27 paesi membri.
Lo scorso 8 dicembre 2017 è stato raggiunto un accordo tra l'Unione europea e il Regno Unito sulla prima fase del processo di separazione.
I punti di convergenza riguardano soprattutto le misure per proteggere i diritti dei cittadini europei espatriati nel Regno Unito, le modalità di approccio al tema del confine con l'Irlanda del Nord nonché la metodologia per il calcolo dell'importo in Euro che il Regno Unito sarà tenuto a erogare all'Unione Europea, fermi restando gli impegni finanziari già assunti sull'attuale bilancio pluriennale al 2020.
L'accordo permette ai negoziati di proseguire alla successiva fase che prevede la definizione di un nuovo accordo commerciale tra il Regno Unito e l'Unione Europea.

**Strategia Energetica Nazionale (SEN)**

Lo scorso 10 novembre 2017 è stata presentata la Strategia Energetica Nazionale 2017 attraverso un Decreto Interministeriale firmato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente; il Decreto è stato pubblicato sui siti web dei due Ministeri il 22 novembre scorso.
L'obiettivo della Strategia, che definisce le linee di politica energetica fino al 2030 aggiornando l'analogo documento pubblicato nel 2013, è triplice: prosecuzione e rafforzamento della transizione verso un'energia decarbonizzata, maggiore concorrenzialità del prezzo dell'energia per i consumatori italiani con l'obiettivo di

[16] ridurre le emissioni di gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990; miglioramento di almeno il 27% dell'efficienza energetica; almeno il 27% di energia da fonti rinnovabili

incrementare la competitività del Paese in ambito europeo, incremento della sicurezza di approvvigionamento energetico con contestuale riduzione della dipendenza energetica dall'estero.
La SEN 2017 costituirà la base per la finalizzazione entro il 2018 del Piano Nazionale Energia e Clima previsto dal Clean Energy Package della Commissione Europea.
Per quanto riguarda, gli obiettivi al 2030 posti dalla SEN 2017 , si prevede il raggiungimento del 28% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul totale dei consumi energetici e il 55% sui consumi elettrici, attraverso l'incremento sostanziale della produzione elettrica da fonte solare ed eolica.
Tra gli altri obiettivi di maggior rilievo contenuti nella Strategia emerge l'intenzione di abbandonare dal 2025 l'utilizzo del carbone nella generazione elettrica, sostituendola con un mix di generazione a gas e da fonti rinnovabili coadiuvata da adeguamenti infrastrutturali della rete elettrica e da accumuli di energia sia elettrochimica che idraulica.
La SEN riconosce il valore strategico del repowering, in particolare degli impianti eolici esistenti, al fine di aumentare l'efficienza e la produzione di energie rinnovabili, prevedendo quali meccanismi abilitanti la semplificazione dell'iter autorizzativo, contributi in equity sull'investimento e l'utilizzo di contratti bilaterali a lungo termine di fornitura di energia (Power Purchase Agreement – PPA).

**Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile (SNSS)**
Lo scorso 2 ottobre 2017 il Consiglio dei Ministri ha approvato la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.
Il documento intende offrire un quadro di riferimento comune al Paese su una visione di sviluppo orientata alla sostenibilità. Vengono pertanto individuate cinque aree di intervento: Persone, Pianeta, Prosperità, Pace, Partnership.
La Strategia, della quale la SEN è parte integrante e coordinata, riprende la precedente "Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia 2002-2010" e i contenuti dell'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, adottata nel 2015 alle Nazioni Unite a livello di Capi di Stato e di Governo, in linea con l'Accordo raggiunto nel 2015 in occasione della "Conferenza delle Parti" di Parigi sul contrasto ai cambiamenti climatici.
A questa approvazione segue una seconda fase, coordinata dalla Presidenza del Consiglio, per la definizione e quantificazione di obiettivi specifici da associare agli obiettivi di sviluppo sostenibile stabiliti dalla Strategia, nonché dei metodi condivisi per il loro monitoraggio e per la valutazione del contributo delle politiche adottate al loro raggiungimento.

**Tematiche Ambiente - Efficienza – Sicurezza**
Lo scorso aprile 2017 sono stati pubblicati due decreti legislativi di attuazione delle direttive europee in materia di inquinamento acustico. I provvedimenti saranno attuati attraverso successivi decreti ministeriali e introducono specifiche discipline delle attività fonte di inquinamento acustico fino ad oggi escluse dalla normativa, in particolare gli impianti eolici, le aviosuperfici, le elisuperfici, le idrosuperfici, le attività e discipline sportive e le attività di autodromi e piste motoristiche. In particolare, per gli impianti eolici è prevista la pubblicazione di criteri per la misurazione del rumore emesso dagli aerogeneratori e per il contenimento del relativo inquinamento acustico.
Viene anche rafforzata la disciplina sanzionatoria, conferendo all'ente preposto maggiori poteri di accertamento e verifica.

A giugno 2017 è stato approvato il Decreto legislativo n. 104/2017 di recepimento della Direttiva europea n.52 del 2014 sulla modifica e semplificazione delle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA); il D.Lgs. è stato poi pubblicato all'inizio di luglio 2017. Il provvedimento prevede in particolare l'introduzione di regole omogenee di valutazione VIA su tutto il territorio nazionale e la conseguente razionalizzazione del riparto delle competenze amministrative tra Stato e Regioni, con attrazione a livello statale delle procedure di VIA per i progetti relativi alle infrastrutture e agli impianti eolici con potenza complessiva superiore a 30 MW.
Per le modifiche o le estensioni di impianti esistenti, fra cui interventi di ricostruzione o ammodernamento degli impianti eolici, si prevede la facoltà di richiedere all'autorità competente la valutazione preliminare del progetto (cd. pre-screening) al fine di individuare l'eventuale procedura da avviare.
Sono stati infine ridotti i tempi complessivi per la conclusione dei procedimenti, prevedendo la responsabilità dei dirigenti, nonché sulla sostituzione amministrativa in caso di inadempienza.
In attuazione del citato Decreto legislativo, in agosto è stato pubblicato il Decreto del Direttore per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente che stabilisce le prime liste di controllo generali, funzionali al *pre-screening* e conseguente individuazione della procedura da avviare per modifiche, estensioni, adeguamenti tecnici degli impianti esistenti, finalizzati a migliorarne il rendimento e le prestazioni ambientali. Con successivi decreti sono individuate le liste di controllo relative a specifiche tipologie progettuali:, in particolare, per l'ammodernamento e il *repowering* degli impianti eolici è stato emanato il Decreto Direttoriale n. 48 del 5 febbraio 2018.

.

Ad agosto 2017 è stata pubblicata la legge 3 agosto 2017, n. 123 di conversione in legge, con modificazioni, del DL 20 giugno 2017, n. 91, cosiddetto “Decreto Mezzogiorno”.
Tra le previsioni della legge è incluso l’allineamento della disciplina nazionale in materia di classificazione dei rifiuti alla normativa europea, superando le restrizioni introdotte dalla precedente Legge “Competitività” del 2014. I nuovi criteri di classificazione contenuti nel Regolamento UE 2017/997 entrano in vigore a partire dal 5 luglio 2018, per consentire agli operatori di conformarsi alle nuove regole.

Sempre in agosto, è stato pubblicato il DPR 120/2017 riguardante la disciplina semplificata sulla gestione delle terre da scavo, in attuazione della legge di conversione del DL n. 133/2014 (detto "Sblocca Italia"). Tramite il provvedimento sono stati definiti i requisiti generali da soddisfare affinché le terre e rocce da scavo siano qualificabili, sotto specifiche condizioni, come sottoprodotti e non come rifiuti.

Lo scorso novembre è stata pubblicata la Legge 25 ottobre 2017, n. 163 di delegazione europea 2017.
Attraverso tale provvedimento vengono attribuite al Governo diverse deleghe per adempiere all’adeguamento della normativa nazionale a regolamenti e direttive comunitarie. Sono incluse le deleghe per l’adeguamento della normativa italiana a regolamenti europei sugli apparecchi che bruciano carburanti gassosi e sui dispositivi di protezione individuale, nonché la delega per il recepimento della direttiva 2016/2284 sulla riduzione delle emissioni nazionali di alcuni inquinanti atmosferici.

**Legge Europea 2017**

Lo scorso novembre 2017 è stata pubblicata la Legge 20 novembre 2017, n. 167 di adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea.
La legge, che è entrata in vigore il 12 dicembre, abbraccia diverse tematiche e contiene alcuni articoli direttamente legati al settore energetico.
In particolare prevede l’adeguamento della normativa nazionale alle Linee Guida Europee in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014-2020.

In esecuzione di tale Legge, attraverso apposito Decreto Ministeriale, pubblicato a fine dicembre 2017, sono state riconosciute delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia, compresi gli adeguamenti tariffari degli altri comparti per il reperimento dei fondi necessari. Sono state attivate agevolazioni anche per le imprese a forte consumo di gas naturale.
Al fine di evitare un eccessivo rincaro degli oneri in bolletta, l'Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico ha differito al 1° gennaio 2019 l'attuazione della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali per i clienti domestici di energia elettrica.

Per quanto riguarda l’incentivazione dell’energia da fonti rinnovabili, viene aggiornato il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, portando il valore-soglia entro il quale è possibile l’incentivazione senza il ricorso ad aste a 1 MW, ad eccezione degli impianti eolici che mantengono tale valore a 5 MW, Viene inoltre concessa al Governo la facoltà di indizione di aste con contingenti aperti a diverse tecnologie.

**Legge "Milleproroghe"**
Lo scorso febbraio 2017 è stata pubblicata la legge 27 febbraio 2017 n. 19, di conversione del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244 relativo alla proroga e definizione di termini di legge (c.d. "Milleproroghe").
Per le tematiche di interesse, sono da segnalare la proroga fino al 31 dicembre 2017 della tassazione agevolata dei combustibili degli impianti cogenerativi, come il CCGT di Priolo; continueranno quindi a essere applicati i coefficienti individuati dall'Autorità per l'energia, ridotti nella misura del 12%. È stata rinviata al 1° gennaio 2018 la decorrenza della riforma degli oneri generali di sistema per i consumatori non domestici, mentre a partire dal 1°gennaio 2017 le parti variabili degli oneri generali di sistema saranno applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi.

**Legge Concorrenza 2017**
Lo scorso agosto 2017 è stata pubblicata la Legge annuale per il mercato e la concorrenza n. 124 del 4 agosto 2017; il provvedimento è entrato in vigore il successivo 29 agosto.
Per il settore energetico, la previsione di maggiore rilievo è costituita dal superamento del regime tutelato per la vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, a decorrere dal prossimo 1°luglio 2019. Per l'energia elettrica viene introdotto un servizio di salvaguardia, regolato dall'AEEGSI, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero, per garantire la continuità della fornitura a clienti domestici e piccole imprese.
A tale proposito, oltre ad una serie di decreti attuativi per il completamento della liberalizzazione del settore, è prevista l’istituzione di un albo dei venditori di energia elettrica, tramite criteri e modalità stabilite dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico.

Sul fronte della separazione delle attività di vendita e distribuzione dell’energia, è stata recepita l’esenzione per i sistemi di distribuzione chiusi facenti parte di un'impresa verticalmente integrata dall’obbligo di separazione funzionale, ferma restando la necessità di separazione di tipo contabile.

**Legge di conversione del decreto legge "Manovrina 2017"**
Lo scorso giugno 2017 è stata pubblicata la legge di conversione del decreto legge in materia finanziaria, iniziative a favore degli enti territoriali, ulteriori interventi per le zone colpite da eventi sismici e misure per lo sviluppo, detto gergalmente DL "Manovrina 2017".
Tra gli argomenti di interesse si evidenziano la modifica dei parametri per la determinazione dell'Aiuto alla crescita economica (ACE) misure per la promozione della concorrenza nel trasporto elettrico su gomma e per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, nonché alcune modifiche alla disciplina ispettiva e sanzionatoria per le unità produttive elettriche che beneficiano di incentivi.

**Legge Bilancio 2018**

A fine dicembre 2017 è stata pubblicata la legge 27 dicembre 2017 n. 205, cosiddetta Legge di Bilancio 2018.

Tra i punti di maggiore interesse contenuti nel provvedimento spicca la revisione della disciplina sanzionatoria in materia di incentivi alle fonti rinnovabili: per alcune violazioni accertate, l'incentivo non sarà più revocato integralmente ma sarà ridotto in misura compresa fra il 20% e l'80% in ragione dell'entità della violazione.
Nel caso di "ravvedimento operoso" da parte dell'operatore che denunci spontaneamente la violazione al di fuori di una verifica ispettiva, le riduzioni sopra riportate diminuiscono di un terzo.
Le violazioni che danno luogo alle decurtazioni dell'incentivo saranno stabilite dal Ministero dello Sviluppo Economico sulla base di elementi forniti dallo stesso GSE.

La legge prevede inoltre l'affidamento delle competenze sui rifiuti all'Autorità per l'Energia, che viene denominata ARERA e torna ad essere guidata da un collegio a 5 membri.

Vengono pure confermati gli incentivi agli investimenti industriali nell'ambito del pacchetto Industria 4.0: il super-ammortamento per beni strumentali con l'esclusione dei veicoli e l'iper-ammortamento, il rifinanziamento della legge "Nuova Sabatini" per gli investimenti delle PMI in macchinari, impianti e attrezzature, il credito d'imposta del 40% per la formazione del personale sulle tecnologie digitali.
Per fronteggiare fenomeni di siccità e per la gestione delle perdite idriche negli acquedotti, viene istituito un piano per gli invasi idrici e per il risanamento degli acquedotti.
Per favorire assunzioni stabili, i datori di lavoro godranno dal primo gennaio di uno sgravio del 50% per i primi tre anni di contratto a tutele crescenti, in subordine al rispetto di specifiche condizioni. Lo sgravio, destinato ai giovani, è incrementato al 100% se la persona ha effettuato l'alternanza scuola-lavoro o l'apprendistato presso lo stesso datore di lavoro.
È prevista l'estensione a 15 categorie di lavori gravosi l'accesso all'anticipo pensionistico a carico dello Stato. Viene inoltre ampliata da 6 mesi a 1 anno, sempre nel limite massimo di 2 anni, la riduzione dei requisiti contributivi previsti per le donne. È ampliato l'intervallo temporale in cui maturare il periodo di attività richiesto nelle professioni gravose (in quanto oltre allo schema 6 anni su 7 viene prevista la possibilità di maturare il periodo di attività secondo lo schema 7 anni su 10).

In tema di imposta di registro, per stabilire la tassazione da applicare all'atto presentato per la registrazione non vanno più considerati elementi interpretativi esterni all'atto o contenuti in altri negozi giuridici collegati.

Nell'ambito del tracciamento e della gestione dei rifiuti, vengono introdotte una proroga per le sanzioni sull'operatività, la sanatoria per il mancato versamento del contributo annuale e diverse semplificazioni amministrative.

Sono confermati anche per il 2018 gli "ecobonus", con modifiche sull'incentivazione delle caldaie, nonché le agevolazioni per gli interventi antisismici (cumulabili con l'ecobonus).

Viene inoltre ridefinito il calendario fiscale: il termine per la Dichiarazione precompilata passa al 23 luglio e quello per la Dichiarazione dei redditi al 31 ottobre.

**Decreto Fiscale 2018 e conversione in Legge**
Lo scorso ottobre 2017 è stato pubblicato il Decreto-Legge fiscale n. 148/2017 collegato al Documento di programmazione economica e finanziaria. La conversione in Legge e la relativa pubblicazione sono avvenute nel dicembre successivo.
Tra le previsioni di maggiore rilievo, l'estensione dello *Split Payment* a tutte le società controllate della Pubblica Amministrazione, alcune norme in materia di trasparenza societaria, la riproposizione della rottamazione delle cartelle esattoriali, il divieto di emissione di bollette a 28 giorni per le telecomunicazioni, nuove norme per le zone terremotate ed alcune agevolazioni per il rientro in Italia dopo il lavoro all'estero.

**Titoli di efficienza energetica**
Lo scorso aprile 2017 è stato pubblicato il DM 11 gennaio 2017 che, definendo gli obiettivi di risparmio energetico per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni dal 2017 al 2020, incide sul bilancio tra domanda e offerta dei titoli di efficienza energetica (TEE).
In conseguenza al Decreto sono intervenute le delibere 435/2017 e 634/2017 dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI), modificando per il futuro alcuni criteri di determinazione del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti nell'ambito del meccanismo dei TEE ed aggiornando la disciplina sulle transazioni bilaterali dei TEE predisposte dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Le modifiche interverranno per gli anni successivi al 2017.

**Incremento dei costi dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: delibera 342/2016 dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) e provvedimenti successivi**
Nel secondo trimestre del 2016 si sono registrati significativi incrementi del costo dei servizi di dispacciamento per i clienti finali (con particolare riferimento al corrispettivo uplift). Tali eventi sono stati oggetto di rilievo e inchiesta da parte del Governo e delle associazioni dei consumatori, con il sospetto che alcuni operatori elettrici abbiano tenuto condotte abusive sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.
Il 27 giugno 2016 l'AEEGSI ha pubblicato la Delibera 342/2016/E/eel, con cui ha avviato un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e/o di regolazione asimmetrica e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici (incluse ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.).
A seguito dell'istruttoria dell'AEEGSI, nel mese di settembre 2016 sono state recapitate via PEC ai soggetti coinvolti – incluse ERG Hydro S.r.l. e ERG Power Generation S.p.A. – comunicazioni contenenti i risultati della ricognizione e i potenziali profili di abuso riscontrati dall'Autorità.
ERG Power Generation S.p.A. ed ERG Hydro S.r.l. hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale degli atti sopra indicati, non ritenendo sussistenti le condizioni per l'emissione degli atti stessi.
Lo scorso aprile 2017 sono state comunicate dall'AEEGSI, alle società interessate ERG Hydro S.r.l ed ERG Power Generation S.p.A., le delibere emesse nell'ambito delle procedure avviate con la delibera 342/2016. I principali contenuti degli atti sopra indicati sono rappresentati da una modifica della metodologia utilizzata per definire i risultati della ricognizione rispetto a quella utilizzata nelle comunicazioni inviate alle medesime società nel settembre 2016, e la specifica indicazione della non sussistenza di profili di illegittimità dei comportamenti ai fini del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT).. Anche con riferimento a tali provvedimenti le società ERG Power Generation S.p.A e ERG Hydro S.r.l. hanno presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento degli stessi.
Con due successive delibere approvate a gennaio e febbraio 2018 l'Autorità ha chiuso le procedure relativamente ai provvedimenti prescrittivi per ERG Hydro S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. È previsto che entro marzo Terna provveda alla quantificazione del valore da restituire a seguito delle due indicate delibere. Si stima che gli eventuali impatti economici non siano significativi.

Si segnala altresì che nel mese di ottobre 2017, le società hanno ricevuto, da parte della Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità, la notifica di avvio del provvedimento sanzionatorio per le condotte già oggetto della Delibera 342/2016.

**Piano emergenza gas – sicurezza approvvigionamento UE**
Alla fine di ottobre 2017 è stato pubblicato il Decreto Ministeriale di aggiornamento del piano di azione preventiva e il piano di emergenza per fronteggiare eventi sfavorevoli per il sistema del gas naturale.
Vengono innovate le misure non di mercato da adottare in emergenza, introducendo nuovi strumenti per il bilanciamento del sistema.

Sempre in ottobre, l'Unione Europea ha pubblicato il nuovo regolamento sulla sicurezza di approvvigionamento del gas naturale, entrato in vigore il 1° novembre 2017.
L'obiettivo generale del regolamento, basato su tre principi base - rafforzamento delle valutazioni di rischio, meccanismo di solidarietà e intensificazione dello scambio informativo - è accrescere la sicurezza energetica dell'Unione europea, riducendo la dipendenza da altri per l'approvvigionamento energetico e consentendo di far fronte più rapidamente ed efficacemente a eventuali crisi dell'approvvigionamento di gas.

**Riforma del dispacciamento elettrico: delibera 300/2017/R/eel**
Lo scorso maggio 2017 l'Autorità ha pubblicato la Delibera 300/2017/R/eel con la quale avvia la prima vera riforma del dispacciamento dell'energia elettrica, definendo i criteri per consentire alla domanda elettrica, alle UP non abilitate (tra cui quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) e ai sistemi di accumulo di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) seppure nell'ambito di progetti pilota.

I progetti riguarderanno la partecipazione al MSD della domanda elettrica e delle unità produttive ad oggi non abilitate, i sistemi di accumulo anche in abbinamento a unità produttive per ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di Rete.
Sarà inoltre possibile l'accesso al mercato del dispacciamento a soggetti aggregatori di più unità produttive e unità di consumo, denominati UVA (unità virtuali abilitate).
Terna ha avviato, in attuazione alla delibera 300/2017, due progetti pilota che prevedono la creazione di Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC) e Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP). Le UVAC e le UVAP aggregano rispettivamente più unità di consumo e più unità di produzione non rilevanti insistenti su una medesima area di rete; viene istituita la figura dell'aggregatore distinto dall'utente del dispacciamento titolare delle UP o delle UC aggregate nelle Unità virtuali abilitate. Nel corso del 2019 verranno pubblicati da Terna ulteriori proposte di progetti pilota che prevedranno l'aggregazione di UP ed UC all'interno della medesima UVA.

## EOLICO

## ITALIA

Il settore eolico è stato oggetto di provvedimenti mirati, oltre a quelli di connotazione interdisciplinare già riportati nel precedente paragrafo.
Per quanto attiene ai provvedimenti prescrittivi ai sensi della delibera 342/2016/R/eel, si rimanda a quanto già commentato nel capitolo "**Generale".**

**Tariffa incentivante (FIP) ex Certificati verdi**
Con la deliberazione 31/2017/R/EFR del 27 gennaio 2017 l'Autorità ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2017 (FIP 2017), il valore medio annuo registrato nel 2016 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 42,38 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2017, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 107,34 €/MWh.
In base alle procedure del GSE, tali incentivi vengono erogati dal GSE su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento, in linea con le tempistiche di ritiro dei certificati verdi.
Il passaggio dal sistema dei certificati verdi alla tariffa incentivante è stato regolato dalla Convenzione "GRIN", predisposta dal GSE ad aprile 2016.
La maggior parte degli operatori, inclusa ERG, ha opposto ricorso contro il GSE per aver imposto agli operatori la sottoscrizione di un atto non previsto da alcuna norma di legge.
Nell'ambito della "Procedura per il calcolo e il rilascio degli incentivi che dal 2016 hanno sostituito i Certificati Verdi" del GSE, pubblicata a febbraio 2017 e aggiornata ad aprile 2017, è stata prevista una procedura per la richiesta di estensione del periodo di incentivazione in caso di fermate totali o parziali degli impianti eolici imposte dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), che consente di ottenere il rimborso dei CV persi per effetto delle limitazioni, utilizzando su base opzionale un algoritmo individuato dal GSE o i dati consuntivati per la Mancata Produzione Eolica (MPE).

**Delibere 444/2016/R/eel, 800/2016/R/eel e 419/2017/R/eel - interventi sulla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi**
In conseguenza del sensibile incremento dei costi del dispacciamento nel secondo trimestre del 2016 e della delibera 342/2016/R/eel precedentemente descritta, il 29 luglio 2016 l'Autorità ha pubblicato la delibera 444/2016, con cui sono stati modificati i criteri per la valorizzazione degli sbilanciamenti tra l'energia elettrica immessa o prelevata e quella programmata.
Tale regolazione è stata oggetto di un ulteriore intervento di modifica attraverso le delibere 800/2016 e 419/2017, quest'ultima pubblicata dall'Autorità lo scorso 8 giugno 2017.
Le principali previsioni dell'ultimo provvedimento riguardano il passaggio ad una nuova modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale basata sul bilancio energetico della macrozona di bilanciamento, che contabilizza anche i transiti tra le macrozone.
Il nuovo segno aggregato zonale e le variabili che lo compongono saranno pubblicati inizialmente nel primo giorno feriale successivo alla data di consegna dell'energia; dallo scorso 28 dicembre Terna ha ridotto il ritardo di pubblicazione dei dati preliminari a 30 minuti prima del momento di consegna fisica, in linea con le indicazioni dell'Autorità.
La nuova modalità di calcolo del segno è entrata in vigore il 1 settembre 2017; da tale data tutte le unità (sia di produzione che di consumo) non abilitate a prestare servizi di bilanciamento torneranno alla determinazione del prezzo di sbilanciamento con il sistema *single pricing.*
Al fine di sterilizzare l'opportunità di arbitraggi tra prezzi zonali appartenenti alla medesima macro-zona, l'Autorità ha pure introdotto un corrispettivo di non arbitraggio macro-zonale, entrato in vigore dal 1 luglio 2017.
La stessa delibera 419/2017 ha altresì previsto che Terna, dal 2 settembre 2017, pubblichi il valore che il

segno dello sbilanciamento aggregato zonale avrebbe assunto nel periodo 2015-2017 applicando la nuova metodologia ed i relativi prezzi di sbilanciamento associati.

**Normativa Regionale**
A livello di normativa regionale, la Regione Sicilia ha pubblicato in ottobre 2017 il Decreto Presidenziale sui criteri l'individuazione di aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica. Il provvedimento fa seguito alla legge regionale 29/2015 e al regolamento di attuazione della legge regionale 11/2010, riguardanti rispettivamente la tutela paesaggistica ed ambientale e gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili.
Lo scorso novembre 2017 la Giunta Regionale della Campania ha pubblicato una Delibera riguardante modifiche in materia di autorizzazioni energetiche; viene abrogato un precedente provvedimento che riteneva "non sostanziali" modifiche agli impianti che comportano aumenti dimensionali fino al 30%.
Nel provvedimento sono elencate le fattispecie autorizzative, distinguendo tra impianti rientranti nel campo di applicazione della VIA e tra interventi che incidono sulle dimensioni fisiche dei singoli apparecchi e sulla volumetria delle singole strutture.

## FRANCIA

Per assicurare il raggiungimento del target europeo sulle fonti rinnovabili al 2020 e di quello nazionale al 2030 (40% di rinnovabili nell'energy mix, di cui 20% da eolico), a fine ottobre 2016 il Governo ha pubblicato il documento di Programmazione Energetica Pluriennale in cui si definiscono i nuovi target intermedi per l'installato 2016-2018 e 2019-2023. Il documento, oltre a fornire un calendario indicativo per le aste strutturate per tecnologia, pone l'obiettivo di innalzare la capacità installata eolica onshore a 15 GW entro il 2018 (dai circa 12 GW alla fine del 2016) e tra 22 e 26 GW nel 2023.
Il 13 dicembre 2016 è stato pubblicato il decreto che disciplina il passaggio da una tariffa di tipo *feed-in tariff* (FIT) a un *feed-in premium* (FIP), basato su un sistema di "complément de rémunération" più un premio per gli impianti eolici che hanno presentato a EDF la domanda per l'accesso agli incentivi nel corso del 2016. Il valore complessivo del nuovo incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al precedente decreto 17 giugno 2014.
Gli impianti eolici incentivati ai sensi del decreto 17 giugno 2014 continuano a percepire una tariffa FIT, per 15 anni, il cui valore viene definito in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornato annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali.
A maggio 2017, la CRE (l'Autorità per l'energia francese) ha pubblicato le procedure per le aste per l'accesso ai nuovi incentivi FIP di durata ventennale, per gli impianti eolici onshore costituiti da più di 6 aerogeneratori o con singoli aerogeneratori di potenza superiore a 3 MW. La prima sessione delle aste, per l'assegnazione di un volume di 500 MW e un prezzo base d'asta di 74,8 €/MWh, si è chiusa il 1 dicembre 2017, mentre l'ultima asta è prevista il 1 maggio 2020. L'obiettivo è sviluppare tramite questo meccanismo 3 GW di capacità eolica onshore nel corso degli anni 2017-2020.
A dicembre 2017, la CRE ha disciplinato, inoltre, le procedure sulle aste multi-tecnologiche per l'accesso alle FIP spettanti ai nuovi impianti eolici e FV di potenza compresa tra 5 MW e 18 MW previste per settembre 2018. Il contingente messo a disposizione è di 200 MW e sono previsti Cap e Floor per l'offerta pari rispettivamente a 90 €/MWh e 40 €/MWh.
Il decreto 6 maggio 2017 ha invece disciplinato l'accesso alle nuove FIP per gli impianti eolici onshore costituiti da massimo 6 aerogeneratori o di massimo 3 MW di potenza ognuno, che hanno presentato a EDF la domanda di accesso alla FIP a partire dal 2017. Il valore della FIT sulla base della quale viene calcolato il "complément de rémunération" dipende dal diametro del rotore della turbina, nonché dalla produzione annuale dell'impianto, che se supera una determinata soglia di produzione (plafond), subisce una decurtazione in valore per l'energia prodotta in eccesso.

## GERMANIA

Il "Renewable Energy Sources Act" 2016 (EEG 2017), adottato l'8 luglio 2016, segna il passaggio al meccanismo delle aste per l'accesso agli incentivi, applicato a tutti gli impianti FER di potenza superiore a 750 KW in esercizio dal 1 gennaio 2017[17]. I contingenti annuali ad asta per nuove capacità di eolico onshore sono pari a 2,8 GW all'anno fino al 2020 e 2,9 GW per gli anni successivi. All'interno delle cosiddette "Grid Expansion Areas" è previsto un limite all'assegnazione di incentivi tramite asta di nuova capacità eolica pari

[17] Gli impianti eolici on-shore autorizzati entro il 2016 e in esercizio entro il 2018 possono continuare a beneficiare delle FIP (ridotte) ai sensi dell'EEG 2014. Il valore iniziale riconosciuto nei primi 5 anni di esercizio è pari a 83,8 €/MWh, quello base per i successivi è pari a 46,6 €/MWh, da marzo 2017 sono previste riduzioni periodiche. Da ottobre 2017, si applica la decurtazione massima della tariffa (-2,4%) poiché i MW eolici installati nell'ultimo anno hanno superato ampiamente il valore limite fissato. In alternativa alla FIP, è possibile partecipare alle aste (termine per l'adesione entro 1 marzo 2017).

al 58% della capacità addizionale media annuale installata tra il 2013 e il 2015, stabilita in 902 MW/anno per gli anni 2017, 2018 e 2019. Le regioni coinvolte, definite dal decreto 20 febbraio 2017, riguardano la parte nord del Sassonia Settentrionale, Brema, Schleswig-Holstein, Amburgo e Meclemburgo-Pomerania Anteriore e possono essere ridefinite ogni due anni a partire dal 1 gennaio 2020.
Per le tre aste eoliche che si sono svolte nel corso del 2017 è stato stabilito un prezzo base d'asta di 70 €/MWh, per l'assegnazione di un contingente di potenza eolica onshore pari a 800 MW per la prima sessione di maggio e 1.000 MW/sessione per le altre due aste di agosto e novembre 2017. La quasi totalità dei contingenti sono stati assegnati a progetti appartenenti alle cosiddette "*Citizens' energy companies*" (Cooperative) che hanno goduto dell'agevolazione, non prevista per gli altri operatori, di poter partecipare senza aver preventivamente ottenuto lo specifico titolo autorizzativo.
I valori medi di aggiudicazione sono scesi progressivamente nel corso delle tre sessioni attestandosi, nell'ultima sessione di novembre 2017, a 38,2 €/MWh (valore medio di aggiudicazione delle sessioni di maggio e agosto pari rispettivamente a 57,1 €/MWh e 42,8 €/MWh). Le Cooperative, a differenza degli altri operatori che si aggiudicano il prezzo offerto in base al meccanismo "pay-as-bid", ottengono il prezzo marginale, ovvero la tariffa massima aggiudicata a livello nazionale.
La tariffa che l'impianto aggiudicatario percepirà effettivamente è però calcolata, per tutti gli aggiudicatari, dal gestore di rete a valle dell'aggiudicazione, applicando all'offerta accettata il cd "Fattore correttivo" per tener conto della specifica ventosità del sito, determinato in funzione del "Site location quality" e del modello di turbina utilizzato.
A luglio 2017 sono state approvate dal Parlamento tedesco alcune modifiche alla EEG 2017, prevedendo, tra l'altro, che, per le prime due sessioni del 2018, per poter partecipare alle aste tutti i progetti, cooperative incluse, devono aver conseguito l'autorizzazione ambientale (BImschG, abbreviazione di Bundes-Immissionsschutzgesetz, cioè Atto federale di controllo dell'inquinamento).

Alla luce dei bassi valori di aggiudicazione raggiunti nel corso delle aste del 2017, BNETZA (il Regolatore tedesco per i servizi di rete) ha deciso di innalzare il prezzo base d'asta per il 2018, portandolo da 49 €/MWh previsto dall'EEG (pari alla media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti incrementate dell'8%) a 63 €/MWh, per tutte le aste che si svolgeranno nel corso dell'anno (1 febbraio, 1 maggio, 1 agosto e 1 novembre 2018).

Inoltre, dal 2018 dovrebbero essere previste aste ''pilota'' multi-tecnologiche per le tecnologie eolica e fotovoltaica.

A fine giugno il Bundestag ha modificato la legge sull'energia eolica sul mare (WindSeeG) proibendo offerte negative alle aste per l'eolico offshore.

Dopo settimane di negoziati, i colloqui per la formazione di una coalizione di governo tra i Cristiano-democratici (CDU/CSU), i liberali (FDP) ed i Verdi sono falliti a fine novembre 2017.
A seguito di una nuova fase negoziale, nel mese di febbraio 2018, i due principali partiti SPD e CDU/CSU hanno sottoscritto un accordo per la formazione di una nuova "Grande Coalizione" di governo.
In materia energetica, l'accordo prevede un posticipo del target per la riduzione delle emissioni del CO2 di 40%, da raggiungere "il più presto possibile"; viene pure proposto un aumento del target di penetrazione delle FER a 65% nel 2030 attraverso nuova generazione elettrica assegnata tramite aste aggiuntive da svolgere negli anni 2019 e 2020, dedicate all'eolico onshore e al solare (4 GW per ciascuna tecnologia). In parallelo, entro un anno sarà definito il piano di phase-out combustibili fossili.
La definitiva conferma dell'accordo per la definizione del nuovo governo deve attendere il voto interno degli iscritti al SPD, previsto per il 4 marzo 2018.

## POLONIA

Tra maggio e giugno del 2016 il Parlamento polacco, su iniziativa del Ministero dell'energia, ha approvato una serie di emendamenti sia al Regolamento tecnico che sovraintende alla installazione delle turbine eoliche (WTI Act) sia alla Legge rinnovabili approvata nel 2015 (RES Act).
Le modifiche, promosse dall'attuale Governo conservatore ed anti-europeista, impattano negativamente sulla redditività degli impianti esistenti e rischiano di compromettere lo sviluppo ulteriore dell'eolico *on-shore* nel Paese.
In particolare:

1. viene introdotto un divieto di installazione di nuove turbine entro distanze prefissate da costruzioni, foreste o aree protette;
2. dal 2017 viene incrementata la tassazione sugli immobili e assimilati;
3. si prevede la non applicabilità delle nuove norme in materia di distanze minime per gli impianti che abbiano già ottenuto un permesso a costruire non soggetto a varianti. In caso contrario gli impianti non

ancora in esercizio dovranno rispettare la nuova disciplina;
4. sono previsti requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata, con possibile riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di Certificati d'Origine riconosciuti alla co-combustione "non dedicata";
5. viene abbandonato il principio di neutralità tecnologica per le aste, che aveva caratterizzato la prima versione della Legge, a favore di un approccio basato su basket tecnologici;
6. viene assegnata una maggiore priorità alle tecnologie rinnovabili con alti *load factors* e agli impianti per la valorizzazione elettrica dei rifiuti;
7. l'eolico *on-shore* e il fotovoltaico vengono collocati nel residuale basket "*other technologies*";
8. viene abolita la previsione che obbligava i distributori (DSO) ad acquistare la produzione rinnovabile ad un prezzo equivalente alla media dei prezzi dei precedenti trimestri.

Le prime aste multi-tecnologia (per le nuove installazioni di potenza inferiore a 1 MW) che prevedono il passaggio ad un sistema di incentivazione attraverso procedure competitive per l'assegnazione di contratti per differenza - CfD - sono state effettuate il 30 dicembre 2016.
A fine settembre 2017 il Governo ha annunciato la cancellazione di tutte le aste previste per l'anno, compresa quella per l'eolico a cui era stato dedicato un basket di 5.175 GWh per 15 anni (~145 MW di installato).
Le prossime aste verranno probabilmente organizzate nel 2018 dopo l'entrata in vigore dell'emendamento al RES Act 2015. A tale proposito, lo scorso dicembre 2017 la Commissione Europea ha annunciato l'approvazione, in base alle norme europee in materia di aiuti di stato, del programma polacco per le energie rinnovabili, che prevede per le installazioni con una capacità superiore a 500 kW un premio rispetto al prezzo all'ingrosso, aggiudicato tramite aste competitive.
Quanto al meccanismo dei Certificati d'Origine (CO) previsto per gli impianti rinnovabili entrati in esercizio entro giugno 2016, ad agosto 2017 è stato introdotto un emendamento al RES Act 2015 che ha modificato la metodologia di calcolo della *Substitution Fee* (la penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO), legando il suo valore alla media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Per il periodo settembre-dicembre 2017 tale penale è stata quindi pari a 92,04 PLN/MWh (in forte riduzione rispetto ai 300,03 PLN/MWh stabiliti in precedenza). Per l'anno 2018, a seguito della chiusura delle contrattazioni del 2017, la penale è fissata in 48,53 PLN/MWh.

## ROMANIA

A fine dicembre 2016 il Governo ha approvato la quota d'obbligo di acquisto e annullamento di certificati verdi per gli operatori che vendono energia elettrica per i grandi consumatori. Tale quota, pari al 12,15% nel 2016, è stata ridotta al 8,3% per il 2017.
A valle della verifica di conformità alle norme UE sugli aiuti di Stato da parte della Commissione Europea, a fine marzo 2017 il Governo rumeno ha pubblicato l'Emergency Ordinance 24/2017 che ha introdotto importanti emendamenti alla legge n. 220/2008. Le principali novità riguardano:
- l'allungamento del periodo di recupero dei CV trattenuti dal 1 luglio 2013 al 31 marzo 2017 (che deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
- il periodo di validità dei CV, che viene esteso al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 €/MWh (da 57 €/MWh) e 29,4 €/MWh (da 27 €/MWh);
- la definizione della quota d'obbligo, che dal 2018 sarà determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 €/MWh;
- la creazione di due mercati centralizzati "anonimi" per lo scambio dei CV a partire da settembre 2017: il mercato centralizzato anonimo a termine dei contratti bilaterali di CV (PCTCV) e il mercato centralizzato anonimo spot di certificati verdi (PCSCV).

## TERMOELETTRICO - POWER

**Unità essenziali ex DL 91/2014**

In data 25 maggio 2016 è stata pubblicata sul sito di Terna la notizia che ha decretato dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016 l'entrata in esercizio del collegamento Sorgente - Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla delibera 521/2014. Tale comunicazione ha sancito la fine del regime di essenzialità previsto dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 521/14.
L'AEEGSI ha poi confermato tale circostanza con delibera 274/2016/R/eel, pubblicata lo scorso 27/05/2016.
Lo scorso 13 dicembre 2016 l'Autorità ha emesso la delibera 741/2016/R/eel con cui è stato quantificato il secondo acconto per il corrispettivo di reintegrazione dei costi in relazione agli impianti essenziali soggetti al regime 91/14, per l'anno 2015, dando mandato a Terna per la liquidazione degli importi.
Per ERG Power Generation, il cui impianto CCGT di Priolo era soggetto alla disciplina degli impianti

essenziali prevista dal DL 91/2014 fino al 27 maggio 2016, il corrispettivo di acconto deliberato con il provvedimento è pari a circa il 68% del conguaglio richiesto.
L'AEEGSI ha poi notificato la deliberazione 15 dicembre 2016 n. 761/2016/R/eel, con cui viene confermato e quantificato anche l'acconto relativo all'anno di esercizio 2016.
Con delibera 745/2017 è stato riconosciuto il saldo relativo alla reintegrazione 2015.
Con delibera 841/2017 è stato riconosciuto un acconto straordinario relativamente alla richiesta di reintegrazione 2016.
I corrispettivi sono stati liquidati da Terna entro le rispettive scadenze previste.

**Unità essenziali ex delibera 111/2006**
Il 28 ottobre 2016 è stata pubblicata la delibera 610/2016 che include l'impianto CCGT di Priolo nell'elenco delle unità essenziali ex delibera 111/2006 per l'anno 2017 per una sezione d'impianto pari a 120 MW (e secondo un regime sostanzialmente differente rispetto al regime ex DL 91/2014 di cui al paragrafo precedente). La società ha optato per il regime alternativo ex art. 65bis della delibera 111/06 che prevede la remunerazione di riserva terziaria a salire tramite un contratto di opzione, svincolando l'impianto dal regime di essenzialità nei mercati dell'energia (MGP/MI).

**Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) / Reti Interne di Utenza (RIU)**
Lo scorso agosto 2017 l'Autorità ha pubblicato la delibera 582/2017 con cui si posticipa la data di applicazione del TISDC (testo integrato sistemi distribuzione chiusi), nel caso delle RIU dal 1°ottobre 2017 al 1°gennaio 2018, al fine di allinearla alla revisione della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema (che, tra l'altro, comporterà il venir meno degli scaglioni degressivi) attiva dal 1°gennaio 2018, nonché alle esenzioni sull'unbundling funzionale previste dalla legge Concorrenza.

## IDROELETTRICO
In tema di tariffe sostitutive dei "certificati verdi" e di provvedimenti prescrittivi ai sensi della delibera 342/20174/R/eel, si rimanda a quanto già commentato nei capitoli "**Generale"** ed "**Eolico – Italia"**.
Lo scorso 30 dicembre 2017 è stato pubblicato il decreto dell'Agenzia del Demanio recante l'adeguamento della misura del sovracanone rivierasco per derivazioni idroelettriche.
Tale sovracanone, aggiornato ogni due anni sulla base dei dati Istat relativi all'inflazione, viene incrementato di 0,05 €/kW e di 0,06€/kW rispettivamente per le piccole e le grandi derivazioni d'acqua. Nel biennio 2018-2019, per le grandi derivazioni il sovracanone passa da 7,61 €/kW a 7,67 €/kW.
Nel successivo mese di gennaio 2018 è stato adeguato pure il valore del sovracanone applicabile ai Bacini Imbriferi Montani (BIM) dovuto dai concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice per il periodo biennio 1 gennaio 2018 - 31 dicembre 2019".
L'ammontare del sovracanone BIM per tutte le derivazioni di potenza superiore ai 220 kW è passato a 30,67 €/kW.

**Normativa Regionale**
A livello di normativa regionale, la Regione Umbria ha pubblicato nell'ottobre 2015 la Delibera n. 1067/2015 che ha determinato l'incremento, a partire dal 1° gennaio 2016, del valore dei canoni demaniali da 15,6 a circa 31 €/kW. Avverso a tale provvedimento è stato presentato da ERG Hydro S.r.l. ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP).
All'udienza tenutasi il 7 dicembre 2016 le parti hanno precisato le rispettive conclusioni; il giudice ha quindi rimesso le parti innanzi al collegio, fissando l'udienza di discussione in data 1 marzo 2017. Nel corso di tale udienza è stato affrontato innanzitutto il tema della giurisdizione, posto d'ufficio dal Presidente del Collegio, e poi le questioni di merito inerenti all'illegittimità dell'incremento del canone. Con sentenza depositata il 19 aprile 2017, il TSAP ha dichiarato il proprio difetto di giurisdizione in favore del Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (TRAP) di Roma dinanzi al quale ha disposto la riassunzione del ricorso.
Rispetto alla sentenza dello TSAP è stato proposto ricorso in Cassazione, attualmente in attesa di fissazione dell'udienza da parte della Corte.

## Impatti sul Gruppo
Per quanto riguarda gli eventuali impatti di tali provvedimenti per il 2017 sul Gruppo ERG, si rinvia ai successivi capitoli dedicati alle singole attività gestite.

# SETTORI DI ATTIVITÀ

## FONTI NON PROGRAMMABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore Eolico attraverso la controllata ERG Power Generation.
I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso.
I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare anche in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, e dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese.

## Mercato di riferimento [1]

| | Anno | |
|---|---|---|
| **Mercato Rinnovabile Italia (GWh) [2]** | **2017** | **2016** |
| Produzioni da fonti rinnovabili[3] | 85.618 | 88.932 |
| *di cui:* | | |
| *Idroelettrica* | *37.530* | *43.785* |
| *Geotermica* | *5.785* | *5.867* |
| *Eolica* | *17.492* | *17.523* |
| *Fotovoltaico* | *24.811* | *21.757* |
| **Prezzi di cessione (Euro/MWh)** | | |
| Prezzo di riferimento elettricità - Italia (baseload) [4] | 54,0 | 42,8 |
| Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia | 107,3 | 100,1 |
| Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud | 51,6 | 41,6 |
| Prezzo energia elettrica zona Sud | 49,8 | 40,4 |
| Prezzo energia elettrica Sicilia | 60,8 | 47,6 |
| Prezzo energia elettrica Sardegna | 51,5 | 41,6 |
| Valore unitario medio di cessione energia ERG - in Italia [5] | 147,1 | 139,0 |
| Feed In Tariff - Germania[6] | 91,7 | 92,6 |
| Feed In Tariff - Francia[6] | 88,3 | 88,7 |
| Feed In Tariff - Bulgaria[6] | 81,9 | 84,0 |
| Prezzo energia elettrica - Polonia | 36,5 | 33,4 |
| Prezzo certificato di origine - Polonia | 8,5 | 10,8 |
| Prezzo energia elettrica - Romania[7] | 28,7 | 27,3 |
| Prezzo certificato verde - Romania[8] | 29,0 | 29,5 |

(1) Produzione stimata per il mese di dicembre
(2) Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica
(3) Fonti considerate: idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica
(4) Prezzo Unico Nazionale- Fonte GME S.p.A.
(5) Il valore medio in Italia non considera la Feed in Tariff di 123,8€/MWh riconosciuta all'impianto di Palazzo S.Gervasio
(6) I valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti eolici
(7) Il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali
(8) Prezzo riferito al valore unitario del certificato verde (il numero dei CV riconosciuti e le tempistiche sono descritte nella sezione scenario Romania)

## Scenario di mercato in Italia

Nel 2017 la produzione elettrica nazionale (netta) pari a 213.108 GWh (+3,6%) è stata coperta per il 32% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 14% dall'idroelettrico, per il 6% dall'eolico, per il 10% dal fotovoltaico e per il 2% da fonte geotermica.
Rispetto al 2016 risulta in crescita la produzione fotovoltaica (+13%), mentre hanno registrato un decremento la produzione idroelettrica (-12%), eolica (-7%) e geotermica (-2%).

## Scenario normativo

### Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in esercizio entro il 2012[18] e titolari del diritto a ricevere Certificati Verdi (CV), la conversione di tali certificati in un *feed-in premium* (FIP) a partire dal 2016 e per il residuo periodo di diritto all'incentivazione. Quanto al valore della FIP per il 2017 l'Autorità ha reso noto con la deliberazione 31/2017/R/EFR del 27 gennaio 2017 il valore medio annuo registrato nel 2016 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 42,38 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2017, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente[19], è pari a 107,34€/MWh.
Ai sensi del DM 6 luglio 2012, gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso. Il DM 23 giugno 2016 ha disciplinato le aste che si sono tenute nel corso del 2016.

Quanto alla disciplina sugli sbilanciamenti, con la delibera 419/2017 dell'8 giugno 2017 l'Autorità per l'energia ha disposto una revisione delle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale vigente basata sul bilancio energetico della macrozona; tale nuova modalità di calcolo è entrata in vigore il giorno 1 settembre 2017. Da quella data è tornata in vigore la modalità di fissazione del prezzo di sbilanciamento di tipo *single price* per tutte le unità non abilitate (sia di produzione che di consumo). L'Autorità ha inoltre introdotto un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale al fine di sterilizzare eventuali arbitraggi tra prezzi zonali all'interno della medesima macrozona.

Lo scorso aprile 2017 sono state comunicate dall'AEEGSI, alle società interessate ERG Hydro S.r.l ed ERG Power Generation S.p.A. , le delibere emesse nell'ambito delle procedure avviate con la delibera 342/2016 per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e/o di regolazione asimmetrica e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), potenzialmente commessi nel recente passato da alcuni operatori dei mercati elettrici (incluse ERG Power Generation S.p.A. e ERG Hydro S.r.l.). I principali contenuti degli atti sopra indicati sono rappresentati da una modifica della metodologia utilizzata per definire i risultati della ricognizione rispetto a quella utilizzata nelle comunicazioni inviate alle medesime società nel settembre 2016, e la specifica indicazione della non sussistenza di profili di illegittimità dei comportamenti ai fini del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT). Con le due successive delibere approvate a gennaio e febbraio 2018 l'Autorità ha chiuso le procedure relativamente ai provvedimenti prescrittivi per ERG Hydro S.r.l. ed ERG Power Generation S.p.A.. È previsto che entro la fine del mese di febbraio Terna provveda alla quantificazione del valore da restituire a seguito delle due indicate delibere. Si stima che gli eventuali impatti economici non siano significativi.

### Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo *feed-in tariff/feed-in premium,* a seconda della data di entrata in esercizio dell'impianto:

- gli impianti in esercizio entro luglio 2014 accedono a tariffe di tipo FIT e, su base opzionale, a tariffe di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012)
- gli impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016 possono beneficiare esclusivamente di una tariffa di tipo FIP ai sensi dell'EEG 2014
- gli impianti in esercizio dal 2017 in poi accedono ad incentivi di tipo FIP tramite aste al ribasso ai sensi dell'EEG 2017.

Per gli impianti eolici autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018, è comunque previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014[20] di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo.
La tariffa vigente al 1° gennaio 2017 per gli impianti che entrano nel regime transitorio è pari a 83,8 Euro/MWh per i primi 5 anni di esercizio, e 46,6 Euro/MWh per i successivi 15 anni. L'applicazione della tariffa massima prevista per i primi 5 anni può essere estesa al restante periodo: l'estensione varia in funzione del rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore)[21].
Per gli impianti che accedono al sistema delle aste, l'incentivo, di durata ventennale, è pari alla tariffa FIP

[18] Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.
[19] Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.
[20] In proposito il BNetzA ha reso noto che: (i) 8.365 MW di nuova capacità eolica dovrebbe entrare in esercizio tra il 2017 e il 2018 (5.000 MW nel 2017 e 3.365 MW nel 2018) accendendo alle FIP ai sensi dell'EEG 2014; (ii) 475 MW di capacità, che avrebbe avuto diritto ad accedere alle FIP di cui all'EEG 2014, ha scelto invece di partecipare alle aste che si terranno nel corso del 2017-2018.
[21] Il rapporto tra le ore effettive di funzionamento dell'impianto e le ore di riferimento (pari a 3.300 ore) oscilla tra un minimo dell'80% (al di sotto del quale la tariffa massima verrà applicata a tutta la durata del periodo di incentivazione) e il 150% (al di sopra del quale la tariffa massima verrà applicata solamente nei primi 5 anni).

aggiudicata, corretta attraverso l'applicazione di un fattore correttivo specifico di impianto, in funzione dell'effettiva ventosità del sito (Reference Revenue Model), che può essere rivisto ogni 5 anni in base all'effettiva resa dell'impianto nei precedenti 5 anni di esercizio. Il prezzo base d'asta eolica per il 2017 è pari a 70 €/MWh per un contingente complessivo di 2.800 MW.
Nel corso delle tre sessioni del 2017 i valori medi di aggiudicazione sono scesi progressivamente attestandosi, nell'ultima sessione di novembre 2017, a 38,2 €/MWh (valore medio di aggiudicazione delle sessioni di maggio e agosto pari rispettivamente a 57,1 €/MWh e 42,8 €/MWh). Le Citizens Energy Companies (Cooperative), a differenza degli altri operatori che si aggiudicano il prezzo offerto in base al meccanismo "pay-as-bid", ottengono il prezzo marginale nazionale e, per l'esenzione dall'obbligo di aver ottenuto il titolo autorizzativo prima dello svolgimento dell'asta, hanno avuto riconosciuta la quasi totalità dei contingenti previsti.
A luglio 2017 sono state approvate dal Parlamento tedesco alcune modifiche alla EEG 2017, prevedendo, tra l'altro, che, a partire dal 2018, per poter partecipare alle aste i progetti delle Cooperative devono aver conseguito l'autorizzazione ambientale (BImschG, abbreviazione di Bundes-Immissionsschutzgesetz, Atto federale di controllo dell'inquinamento).
Alla luce dei bassi valori di aggiudicazione raggiunti nel corso delle aste del 2017, BNETZA (il Regolatore tedesco per i servizi di rete) ha deciso di innalzare il prezzo base d'asta per il 2018, portandolo da 49 €/MWh previsto dall'EEG (pari alla media delle tre tariffe più alte aggiudicate nelle tre aste precedenti incrementate dell'8%) a 63 €/MWh, per tutte le aste che si svolgeranno nel corso del 2018 (1 febbraio, 1 maggio, 1 agosto e 1 novembre 2018).
Nel 2018 e 2019 si terranno quattro aste (1 febbraio, 1 maggio, 1 agosto e 1 ottobre) per un contingente complessivo di 2.800 MW/anno e tre nel 2020 (1 febbraio, 1 giugno, 1 ottobre) per un contingente di 2.900 MW/anno previsto anche per gli anni successivi. Tra 2018 e 2020, sono inoltre previste delle aste multi-tecnologiche eolico *on shore* e fotovoltaico per un contingente di potenza complessivo di 400 MW. I volumi assegnati saranno dedotti dal rispettivo contingente annuo riservato alla specifica tecnologia. L'obiettivo è raggiungere una quota di rinnovabili del 40-45% al 2025, del 55-60% al 2035, e dell'80% al 2050.

### Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è di tipo feed-in tariff (FIT) disciplinato dal decreto 17 giugno 2014, per gli impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015, e di tipo FIP più un premio (con un valore complessivo comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014), per gli impianti che hanno stipulato o presentato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel corso del 2016, ai sensi del decreto 13 dicembre 2016.
La feed-in tariff (FIT), di cui al decreto 17 giugno 2014, viene erogata per 15 anni, è definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. La tariffa, determinata in base all'anno di stipula, dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del *load factor* effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400 (altrimenti viene confermata la tariffa iniziale anche per i successivi 5 anni di esercizio).
Il sistema di FIP più premio introdotto con il decreto 13 dicembre 2016 (che si applica agli impianti con domanda di acquisto stipulata o depositata nel corso del 2016) si articola in più componenti: la componente incentivo (*complément de rémunération*), calcolata come differenza tra la FIT vigente (pari a circa 81 Euro/MWh) e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più il premio di gestione pari a 2,8 euro MWh, a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia. Il valore complessivo di tale incentivo è comunque in linea con la FIT di cui al decreto 17 giugno 2014.
A maggio 2017, la CRE (l'Autorità per l'energia francese) ha pubblicato le procedure del meccanismo di aste al ribasso per l'accesso ai nuovi incentivi FIP di durata ventennale per gli impianti eolici on-shore costituiti da più di 6 aerogeneratori o da aerogeneratori di potenza superiore a 3 MW ognuno. La prima sessione delle aste si è svolta il 1° dicembre 2017 con un contingente di 500 MW e un prezzo base d'asta di 74,8 euro/MWh, mentre l'ultima asta è prevista il 1 giugno 2020. L'obiettivo è sviluppare tramite questo meccanismo 3 GW di capacità eolica on-shore nel corso degli anni 2017-2020.
A dicembre 2017, la CRE ha disciplinato, inoltre, le procedure sulle aste multi-tecnologiche per l'accesso alle FIP spettanti ai nuovi impianti eolici e FV di potenza compresa tra 5 MW e 18 MW previste per settembre 2018. Il contingente messo a disposizione è di 200 MW e sono previsti Cap e Floor per l'offerta pari rispettivamente a 90 euro/MWh e 40 euro/MWh.
Il decreto del 6 maggio 2017 ha invece disciplinato l'accesso alle nuove FIP per agli impianti eolici on-shore costituiti da massimo 6 aerogeneratori di massimo 3 MW di potenza ognuno, che hanno presentato a EDF la domanda di accesso alla FIP a partire dal 2017. Il valore della FIT sulla base della quale viene calcolato il "*complément de rémunération*" dipende dal diametro del rotore della turbina, nonché dalla produzione annuale dell'impianto, che se supera una determinata soglia di produzione (plafond), subisce una decurtazione per l'energia prodotta in eccesso.
Quanto agli obiettivi climatici, la legge sulla transizione energetica del luglio 2015 ha previsto dei target

ambiziosi in termini di riduzione delle emissioni (- 40% al 2030 rispetto al 1990), riduzione del consumo di energia fossile (- 30% al 2030 rispetto al 2012), riduzione dei consumi di energia (rispettivamente del 30% al 2030 e del 50% al 2050 rispetto al 2012), riduzione della produzione di energia nucleare (- 50% al 2025) e di aumento delle energie rinnovabili, poi confermati a ottobre 2016. Quanto agli obiettivi per la crescita dell'eolico onshore, sono previsti 15 GW al 2018 e tra i 22 e 26 GW al 2023 (dagli attuali 11 GW di eolico installato). L'eolico offshore dovrebbe raggiungere i 3.000 MW al 2023, mentre il fotovoltaico dovrebbe passare dai 6.200 MW a 18.200 MW o 20.200 MW sempre al 2023. In base a tali obiettivi di crescita, la Francia si prefigge quindi di arrivare al 2030 ad una capacità totale installata di rinnovabili di 175 GW.

### Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici *on-shore*, una tariffa (*feed-in tariff* - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni (impianto di Hrabrovo) o 15 anni (impianto di Tcherga). In particolare, al di sotto del primo scaglione (mediamente pari a circa 2200 ore equivalenti annue di funzionamento), la FIT riconosciuta è pari a circa 97 €/MWh, mentre le modifiche normative hanno ridotto significativamente il ricavo nel caso di produzioni più elevate. Tali modifiche normative sono attualmente oggetto di ricorso da parte dei Produttori rinnovabili.
Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013.

### Romania

A fine dicembre 2016 il Governo ha approvato la quota d'obbligo di acquisto e annullamento di certificati verdi per gli operatori che vendono energia elettrica e per i grandi consumatori. Tale quota, pari al 12,15% nel 2016, è stata ridotta al 8,3% per il 2017.
A valle della verifica di conformità alle norme UE sugli aiuti di Stato da parte della Commissione Europea, a fine marzo 2017 il Governo rumeno ha pubblicato l'Emergency Ordinance 24/2017 che ha introdotto importanti emendamenti alla legge n. 220/2008. Le principali novità riguardano:

- l'allungamento del periodo di recupero dei CV trattenuti dal 1 luglio 2013 al 31 marzo 2017 (che deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
- il periodo di validità dei CV, che viene esteso al 31 marzo 2032 (solamente i CV emessi prima del 31 marzo 2017 mantengono la validità di 12 mesi);
- il cap e il floor entro cui può oscillare il prezzo dei CV, posti pari rispettivamente a 35 €/MWh (da 57 €/MWh) e 29,4 €/MWh (da 27 €/MWh);
- la definizione della quota d'obbligo, che dal 2018 sarà determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale che non può superare gli 11,1 €/MWh;
- la creazione di due mercati centralizzati "anonimi" per lo scambio dei CV a partire da settembre 2017: il mercato centralizzato anonimo a termine dei contratti bilaterali di CV (PCTCV) e il mercato centralizzato anonimo spot di certificati verdi (PCSCV).

## Polonia

Tra maggio e giugno del 2016 il Parlamento polacco, su iniziativa del Ministero dell'energia, ha approvato una serie di emendamenti sia al Regolamento tecnico che sovraintende alla installazione delle turbine eoliche (WTI Act) sia alla Legge rinnovabili approvata nel 2015 (RES Act).
Le modifiche, promosse dall'attuale Governo conservatore ed anti-europeista, impattano negativamente sulla redditività degli impianti esistenti e rischiano di compromettere lo sviluppo ulteriore dell'eolico *on-shore* nel Paese.
In particolare:

9. viene introdotto un divieto di installazione di nuove turbine entro distanze prefissate da costruzioni, foreste o aree protette;
10. dal 2017 viene incrementata la tassazione sugli immobili e assimilati;
11. si prevede la non applicabilità delle nuove norme in materia di distanze minime per gli impianti che abbiano già ottenuto un permesso a costruire non soggetto a varianti. In caso contrario gli impianti non ancora in esercizio dovranno rispettare la nuova disciplina;
12. sono previsti requisiti meno stringenti per la definizione di co-combustione dedicata, con possibile riduzione dell'efficacia della norma che dimezzava il numero di Certificati d'Origine riconosciuti alla co-combustione "non dedicata";
13. viene abbandonato il principio di neutralità tecnologica per le aste, che aveva caratterizzato la prima versione della Legge, a favore di un approccio basato su basket tecnologici;
14. viene assegnata una maggiore priorità alle tecnologie rinnovabili con alti *load factors* e agli impianti per la valorizzazione elettrica dei rifiuti;
15. l'eolico *on-shore* e il fotovoltaico vengono collocati nel residuale basket "*other technologies*";

16. viene abolita la previsione che obbligava i distributori (DSO) ad acquistare la produzione rinnovabile ad un prezzo equivalente alla media dei prezzi dei precedenti trimestri.

Le prime aste multi-tecnologia (per le nuove installazioni di potenza inferiore a 1 MW) che prevedono il passaggio ad un sistema di incentivazione attraverso procedure competitive per l'assegnazione di contratti per differenza - CfD - sono state effettuate il 30 dicembre 2016.
A fine settembre 2017 il Governo ha annunciato la cancellazione di tutte le aste previste per l'anno, compresa quella per l'eolico a cui era stato dedicato un basket di 5.175 GWh per 15 anni (corrispondente a circa145 MW di installato).
Le prossime aste verranno probabilmente organizzate nel 2018 dopo l'entrata in vigore dell'emendamento al RES Act 2015. A tale proposito, lo scorso dicembre 2017 la Commissione Europea ha annunciato l'approvazione, in base alle norme europee in materia di aiuti di stato, del programma polacco per le energie rinnovabili, che prevede per le installazioni con una capacità superiore a 500 kW un premio rispetto al prezzo all'ingrosso, aggiudicato tramite aste competitive.
Quanto al meccanismo dei Certificati d'Origine (CO) previsto per gli impianti rinnovabili entrati in esercizio entro giugno 2016, ad agosto 2017 è stato introdotto un emendamento al RES Act 2015 che ha modificato la metodologia di calcolo della *Substitution Fee* (la penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO), legando il suo valore alla media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Per il periodo settembre-dicembre 2017 tale penale è stata quindi pari a 92,04 PLN/MWh (in forte riduzione rispetto ai 300,03 PLN/MWh stabiliti in precedenza). Per l'anno 2018, a seguito della chiusura delle contrattazioni del 2017, la penale è fissata in 48,53 PLN/MWh.

## Regno Unito

Il sistema di incentivazione nel Regno Unito è ad oggi basato su due sistemi:

- **RO** (Renewable Obligation – i certificati riconosciuti sono i ROC), con quote d'obbligo sul consumo di energia elettrica, definite su base annua in base alla (i) produzione FER attesa (aggiungendo un margine del 10% c.d. *headroom*) ed al (ii) consumo di EE atteso, con l'obiettivo di mantenere il mercato in equilibrio/corto. La quota calcolata per il periodo aprile 2017 – marzo 2018 è pari al 40,9% per la Gran Bretagna ed al 16,7% per l'Irlanda del Nord. L'incentivo è riconosciuto per 20 anni. In seguito all'approvazione nel 2016 del nuovo Energy Bill, l'accesso a tale sistema è sostanzialmente previsto per gli impianti programmati entro il 31 marzo 2016 e realizzati entro il 31 marzo 2017. Sono riconosciuti dei *grace period* se eventuali ritardi nella costruzione non sono direttamente imputabili al produttore.
- **CfD -** per i nuovi impianti a fonti rinnovabili viene riconosciuto un incentivo del tipo CfD aggiudicato tramite aste al ribasso multi-tecnologiche. Tale incentivo è riconosciuto per 15 anni (inflazionato). Ad ottobre 2017 Il Governo ha approvato il documento sulla *Clean Growth Strategy*, la strategia con la quale il Governo britannico promuove una nuova era di crescita economica verde, sostenuta dal più grande aumento della spesa pubblica negli ultimi tre decenni (2,5 miliardi di sterline per sostenere l'innovazione a basse emissioni di carbonio dal 2015 al 2021). La *Clean Growth Strategy* disciplina l'estensione dei tender per i CfD che, però, non prevedono contingenti per l'onshore a meno dei progetti "sulle isole scozzesi remote".

## Sintesi dei risultati *recurring* del periodo

| Risultati economici | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **445** | **423** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** (1) | **316** | **308** |
| Ammortamenti e svalutazioni (1) | (160) | (163) |
| **Risultato operativo netto *recurring*** (1) | **156** | **145** |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 35 | 44 |
| **Ebitda Margin %** (2) | **71%** | **73%** |

(1) non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli
(2) rapporto del margine operativo lordo *recurring* sui ricavi della gestione caratteristica

La ripartizione del margine operativo lordo *recurring* tra i diversi settori geografici del business Eolico è la seguente:

| Margine operativo lordo *recurring* | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **Italia** | **241** | **235** |
| **Estero** | **76** | **72** |
| di cui | | |
| *Germania* | *25* | *18* |
| *Francia* | *30* | *32* |
| *Bulgaria* | *6* | *8* |
| *Romania* | *8* | *8* |
| *Polonia* | *5* | *6* |
| *UK* | *2* | *(0)* |
| **Totale** | **316** | **308** |

I ricavi consolidati registrati nel 2017 dalle fonti non programmabili hanno risentito delle minori produzioni in Italia (-5%) riscontrate rispetto all'esercizio precedente, compensate tuttavia da un miglior scenario prezzi al netto degli effetti delle coperture.
Si segnala che nel corso del periodo hanno terminato il periodo incentivato alcuni parchi eolici in Italia per complessivi 214 MW (pari a 260 GWh di produzione, per un controvalore economico teorico pari a 28 milioni) che pertanto non hanno più beneficiato dell'incentivo sostitutivo; tuttavia tali parchi nel periodo hanno beneficiato del regime di proroga tramite rimborso della mancata produzione eolica di anni pregressi per un importo di 10,2 milioni di Euro.
Per quanto riguarda i prezzi di vendita nel 2017, per ERG in Italia il ricavo medio unitario delle produzioni eoliche e relative vendite, considerando il valore di cessione dell'energia e quello degli incentivi (ex certificati verdi), è stato pari a 147,1 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 139,0 Euro/MWh dei primi nove mesi del 2016.
Tale aumento è legato al forte aumento dei prezzi di cessione dell'energia riscontrato nelle varie aree geografiche (per ERG prevalentemente nelle isole e al sud), alle azioni di *energy management* sui mercati organizzati dell'energia e all'incremento del valore degli incentivi (ex certificati verdi) da 100,1 Euro/MWh a 107,3 Euro/MWh. Si ricorda infatti che, a partire dal 2016, il valore di riferimento degli incentivi (ex certificati verdi) viene calcolato sulla base dei prezzi dell'energia dell'anno precedente (vedi sezione scenario tariffario). Di conseguenza, differentemente da quanto avveniva in passato, modifiche del livello dei prezzi dell'energia non trovano più parziale compensazione (78%) nei prezzi dell'incentivo riconosciuto nell'anno, ma hanno un impatto sul valore dell'incentivo dell'anno successivo.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi medi unitari sono rispettivamente pari a 88,3 Euro/MWh e 91,7 €/MWh, ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia, oltre che a

partire dal quarto trimestre 2017 in Irlanda del nord. Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 1.496 GWh (+17%).

Il margine operativo lordo *recurring* del 2017 è pari complessivamente a 316 milioni, in lieve aumento rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente (308 milioni), per le motivazioni sopra richiamate, oltre che per i minori costi operativi a seguito della maggiore efficienza resa possibile da un più mirato controllo degli stessi grazie anche al nuovo assetto organizzativo.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 71%, attestandosi su un valore assoluto elevato sebbene in lieve diminuzione rispetto al 73% registrato nel 2016, principalmente a seguito della riduzione dei volumi per effetto della minore ventosità riscontrata in Italia nel 2017 rispetto ai valori dell'analogo periodo dell'anno precedente, oltre che per il già commentato *phase out* degli incentivi di alcuni impianti, in parte compensati dall'apporto dei pachi eolici acquisiti in Germania.

| | Anno | |
|---|---|---|
| **Potenza installata (MW)** | **2017** | **2016** |
| **- Italia** | **1.093** | **1.094** |
| di cui | | |
| *Campania* | *247* | *247* |
| *Calabria* | *120* | *120* |
| *Puglia* | *249* | *249* |
| *Molise* | *79* | *79* |
| *Basilicata* | *89* | *89* |
| *Sicilia* | *198* | *198* |
| *Sardegna* | *111* | *111* |
| *Altre* | *0* | *2* |
| **- *Estero*** | **722** | **626** |
| di cui | | |
| *Germania* | *216* | *168* |
| *Francia* | *252* | *252* |
| *Polonia* | *82* | *82* |
| *Bulgaria* | *54* | *54* |
| *Romania* | *70* | *70* |
| *UK* | *48* | *0* |
| **Potenza installata complessiva a fine periodo** [(1)] | **1.814** | **1.720** |

[(1)] *potenza impianti installati a fine periodo.*

La potenza installata al 31 dicembre 2017, pari a 1.814 MW, è in aumento di 94 MW rispetto al dato al 31 dicembre 2016, a seguito dell'avvio dell'operatività del parco eolico in Nord Irlanda (47,5 MW) dell'acquisizione di 6 parchi eolici in Germania (48,4 MW), oltre che della dismissione di due parchi non operativi nel nord Italia (1,6 MW).

| Produzioni (GWh) | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **- Italia** | **2.117** | **2.220** |
| di cui | | |
| *Campania* | *489* | *502* |
| *Calabria* | *238* | *256* |
| *Puglia* | *531* | *529* |
| *Molise* | *167* | *167* |
| *Basilicata* | *183* | *190* |
| *Sicilia* | *299* | *342* |
| *Sardegna* | *209* | *233* |
| **- Estero** | **1.496** | **1.281** |
| di cui | | |
| *Germania* | *369* | *240* |
| *Francia* | *491* | *499* |
| *Polonia* | *248* | *213* |
| *Bulgaria* | *157* | *148* |
| *Romania* | *201* | *181* |
| *UK* | *29* | *n.a.* |
| **Produzioni complessive parchi** | **3.613** | **3.501** |

Nel 2017 la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 3.613 GWh, in aumento rispetto al 2016 (3.501 GWh), con una produzione in calo circa del 5% in Italia (da 2.220 GWh a 2.117 GWh) ed in aumento del 17% all'estero (da 1.281 GWh a 1.496 GWh).
La diminuzione delle produzioni in Italia (-103 GWh) è legata a condizioni anemologiche deboli rispetto agli usuali valori stagionali e inferiori a quelle registrate nel 2016. Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di 215 GWh è attribuibile al contributo degli impianti tedeschi (DIF) acquisiti nel corso del periodo oltre alle buone produzioni in Polonia ed in Romania ed al contributo del nuovo impianto costruito in Irlanda del Nord.

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

| Load Factor % | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **- Italia** | **22%** | **23%** |
| di cui | | |
| *Campania* | *23%* | *23%* |
| *Calabria* | *23%* | *24%* |
| *Puglia* | *24%* | *24%* |
| *Molise* | *24%* | *24%* |
| *Basilicata* | *24%* | *24%* |
| *Sicilia* | *17%* | *20%* |
| *Sardegna* | *21%* | *24%* |
| **- Estero** | **25%** | **23%** |
| di cui | | |
| *Germania* | *19%* | *16%* |
| *Francia* | *22%* | *23%* |
| *Polonia* | *35%* | *30%* |
| *Bulgaria* | *33%* | *31%* |
| *Romania* | *33%* | *29%* |
| *UK* | *n.s.* | *n.a.* |
| **Load factor (1)** | **23%** | **23%** |

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

Nel 2017 il *load factor* complessivo, pari al 23%, è risultato in linea rispetto a quanto registrato nel 2016, con una lieve diminuzione dal 23% al 22% in Italia, compensata da un incremento dal 23% al 25% all'estero.
Nei dati sopra citati non si include il dato relativo agli impianti in Irlanda del Nord in quanto poco rappresentativo a seguito della graduale e progressiva messa in esercizio dell'impianto da 47,5MW nel corso del quarto trimestre.

## FONTI PROGRAMMABILI

### Mercato di riferimento

| Mercato elettrico Italia (GWh) [1] | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| Domanda | 320.437 | 314.261 |
| Consumo pompaggi | 2.441 | 2.468 |
| Import/Export | 37.760 | 37.026 |
| Produzione interna [2] | 285.118 | 279.703 |
| di cui | | |
| *Termoelettrica* | 199.500 | 190.771 |
| *Idroelettrica* | 37.530 | 43.785 |
| *Altre rinnovabili* | 48.088 | 45.147 |
| **Prezzi di cessione (Euro/MWh)** | | |
| PUN [3] | 54,0 | 42,8 |
| Prezzo zonale Sicilia (baseload) | 60,8 | 47,6 |
| Prezzo zonale Centro Nord (peak) | 63,5 | 47,6 |

(1) Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica
(2) produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari
(3) Prezzo Unico Nazionale. Fonte: GME S.p.A.

**Scenario di mercato in Italia**
La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel 2017 è stata pari a 320,4 TWh, in aumento (+2,0%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel 2017 si è registrato un fabbisogno di circa 19,1 TWh, in aumento (+1,1%) rispetto al 2016, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 44,8 TWh (+2,6%).
Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 285,1 TWh, in aumento dell'1,9% rispetto al 2016, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 37,8 TWh (+2,8% rispetto al 2016). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 70% da centrali termoelettriche e per il restante 30% da fonti rinnovabili. Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una maggiore produzione da fonte termoelettrica (+5%) ed un calo della produzione idrica (-14%).

Il valore medio del PUN nel 2017 si è attestato a 54,0 Euro/MWh, in aumento del 26% rispetto al valore rilevato nel 2016 (42,8 Euro/MWh).

## Scenario normativo di riferimento:

- ### Termoelettrico: l'emendamento Mucchetti

Il periodo di applicazione della disciplina delle Unità Essenziali in base al DL 91/2014 e alla deliberazione 521/2014 e successive modifiche e integrazioni, è terminato in data 27 maggio 2016 a seguito dell'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente.
Nel mese di luglio 2016 è stato quindi richiesto il conguaglio del reintegro spettante per l'anno 2015, ai sensi dell'art. 65.28 della deliberazione 111/06; nel mese di settembre 2016 è stato richiesto l'acconto del corrispettivo di reintegro, relativo al primo trimestre, ai sensi dell'art. 3.1, lettera aa.2) della deliberazione 521/2014, come modificata dalla deliberazione 496/2015.

Si ricorda che in data 30 dicembre 2016 erano stati incassati circa 28 milioni come ulteriore acconto del 2015 e circa 18 milioni come acconto del 2016, mentre rimanevano ancora da incassare circa 26 milioni.

Nel mese di ottobre 2017 l'Autorità ha avviato l'istruttoria sul costo fisso relativamente alla richiesta di reintegrazione per l'anno 2015. L'istruttoria si è chiusa con la delibera 745/2017: a fine novembre 2017 è stato incassato l'ultimo conguaglio di competenza 2015 (circa 12,6 M€).
Sempre nel mese di ottobre 2017 Terna ha effettuato l'istruttoria sul margine di contribuzione della richiesta di reintegrazione (conguaglio) di competenza 2016; con delibera 841/2017, l'ARERA ha deliberato un acconto straordinario per le UESSE ex DL 91/2014 relativo alla competenza 2016. La società ha incassato tale acconto a fine dicembre 2017 (9 M€ su 12,9 M€ residui).
Il residuo della reintegrazione 2016 sarà incassato nel corso del 2018.

- ### Reti interne di utenza (RIU)

Per gli operatori titolari di "sistemi di distribuzione chiusi", tra i quali rientra la "rete interna di utenza" (RIU) di Priolo, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha pubblicato la delibera 539/2015, che introduce fra l'altro la necessità di adottare la separazione contabile e funzionale tra le attività di distribuzione e quelle di vendita dell'energia elettrica all'interno della RIU (il cosiddetto unbundling). Con la successiva delibera 788/2016, l'Autorità ha previsto la proroga della nuova disciplina al 1° ottobre 2017. Con la delibera 582/2017, l'AEEGSI ha previsto di prorogare ulteriormente l'entrata in vigore della nuova disciplina RIU al 1 gennaio 2018, al fine di allineare la predetta riforma con l'entrata in vigore della riforma della struttura degli oneri generali di sistema.
Infine l'art. 1 comma 91 della Legge 124/2017 (cosiddetta Legge Concorrenza 2017) ha previsto che le norme di separazione funzionale non si applichino ai gestori dei Sistemi di distribuzione chiusi (di cui fanno parte le RIU); ai predetti gestori si applicano esclusivamente le norme di separazione contabile. L'Autorità ha avviato un procedimento atto all'implementazione di quanto stabilito dalla predetta legge (delibera 613/2017 del 7 settembre 2017).

- ### Idroelettrico: canoni di concessione

La Giunta Regionale della Regione Umbria con deliberazione n. 1067 del 22 settembre 2015 ha proceduto alla rideterminazione dei canoni di concessione per le grandi derivazioni di acqua a scopo idroelettrico. La nuova tariffa unitaria pari a 31,02 €/kW di potenza nominale di concessione per modulo, che decorre dal 1° gennaio 2016, è pari al doppio di quella vigente fino al 31 dicembre 2015. Nel dicembre 2015 ERG Hydro S.r.l. ha presentato ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche di Roma per chiedere l'annullamento della menzionata delibera. I risultati del periodo prudenzialmente riflettono il suddetto incremento.

- ### Legge di stabilità n. 208/2015

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

## Premessa sui principali risultati del periodo

Il Gruppo ERG è presente in modo differenziato nel settore delle **fonti programmabili**, ed in particolare opera:

- nell'**idroelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527 MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia; tali impianti sono eserciti nell'ambito delle relative concessioni idroelettriche che scadranno alla fine del 2029.

- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

## Sintesi dei principali risultati del periodo

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

| | Anno | |
|---|---|---|
| **Risultati economici** | **2017** | **2016** |
| *(milioni di euro)* | | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **610** | **601** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** (1) | **172** | **161** |
| Ammortamenti e svalutazioni (1) | (89) | (88) |
| **Risultato operativo netto *recurring*** (1) | **83** | **73** |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 16 | 13 |
| **Ebitda Margin %** | **28%** | **27%** |

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

## Termoelettrico

| | Anno | |
|---|---|---|
| **Risultati economici** | **2017** | **2016** |
| *(milioni di euro)* | | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **473** | **479** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** (1) | **78** | **77** |
| Ammortamenti e svalutazioni (1) | (31) | (30) |
| **Risultato operativo netto *recurring*** (1) | **48** | **47** |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 10 | 10 |
| **Ebitda Margin %** | **17%** | **16%** |
| **Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)** | **2.453** | **2.693** |

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

Nel corso del 2017 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.453 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2016 (2.693 GWh), anche per effetto delle intervenute modifiche al sistema regolatorio di pertinenza. Si segnala infatti che il periodo non ha più goduto del diritto al "corrispettivo di reintegro" spettante fino alla vigenza del regime delle Unità Essenziali, terminato il 27 maggio 2016, mentre nell'analogo periodo dello scorso anno ne aveva beneficiato per un controvalore pari a circa 31 milioni.
Tali impatti, a livello di ricavi, sono stati mitigati dal significativo aumento generale dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per 737 migliaia di tonnellate, in lieve diminuzione (-2%) rispetto alle 752 migliaia di tonnellate del 2016. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo *recurring* del 2017 è risultato pari a 78 milioni (77 milioni nel 2016), superiore alle aspettative ed ai valori del 2016 che pur avevano beneficiato del corrispettivo di reintegro ex UESSE per circa 31 milioni. Tale notevole risultato è attribuibile sia all'apprezzamento del valore dei Titoli di Efficienza Energetica di cui è titolare l'impianto CCGT in quanto cogenerativo ad alto rendimento, di cui circa 11 milioni relativi al maggior valore dei TEE maturati nell'anno precedente e incassati nel 2017, oltre che all'aumento del margine (*Spark spread*) a seguito del maggiore aumento dei prezzi di vendita rispetto a quello del costo del gas, nonché al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo.

## Idroelettrico

Si riporta di seguito il contributo apportato dagli asset idroelettrici ai risultati delle fonti programmabili, tenendo presente che a partire dal mese di luglio 2016 la società ERG Power Generation S.p.A. è operatore del mercato e utente del dispacciamento dei principali impianti della società ERG Hydro S.r.l..

| | Anno | |
|---|---|---|
| **Risultati economici** | **2017** | **2016** |
| (milioni di euro) | | |
| **Ricavi della gestione caratteristica** | **137** | **122** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** [(1)] | **94** | **84** |
| Ammortamenti e svalutazioni[(1)] | (58) | (58) |
| **Risultato operativo netto *recurring*** [(1)] | **35** | **26** |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 6 | 4 |
| **Ebitda Margin %** | **69%** | **68%** |
| **Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)** | **1.144** | **1.358** |

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

Nel corso del 2017 i ricavi, pari a 137 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica per 68 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 64 milioni di cui circa 8 milioni relativi al recupero di incentivi pregressi a seguito dell'annullamento della revoca della qualificazione IAFR principalmente dell'impianto di Sigillo (5 MW) oltre a ricavi da MSD per 6 milioni.
I costi, complessivamente pari a 43 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.
Il margine operativo lordo del 2017 è risultato pari a 94 milioni (84 milioni nel 2016).

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale per la dinamica dei prezzi zonali riscontrata nell'area Centro Nord in Italia nel periodo nonché per la modulazione degli impianti, sia il valore della tariffa incentivante (ex certificato verde), riconosciuto su una quota pari a circa il 40% delle produzioni per un valore superiore a quello del 2016 e pari a circa 107 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (1.144 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo, pari complessivamente a circa 110 Euro/MWh, (90 Euro/MWh nel 2016), esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi.

L'EBITDA margin del 2017 è risultato complessivamente pari al 69% (68% nel 2016).

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 25**%**, risente della scarsa idraulicità riscontrata (produzione di 1.144 GWh nel 2017, in diminuzione sia rispetto al corrispondente periodo del 2016 che alla media storica decennale).

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,9 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,5 MW relativi a piccole derivazioni e deflussi minimi vitali che sono incrementati di 0,4 MW a seguito dell'ultimazione della costruzione di tre nuovi impianti mini idro che accedono alla tariffa FER ex DM 23/6/2016.
Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 524, 526 e 131 metri s.l.m., superiori rispetto ai livelli al 31 dicembre 2016 (rispettivamente 524, 524 e 127 metri s.l.m.).

## Investimenti

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 dal Gruppo Impax **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[22], 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 per la realizzazione del parco è stato di circa 79 milioni di Euro già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Nel 2017 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali complessivamente per 54 milioni (60 milioni nel 2016) di cui 50,7 milioni relativi ad immobilizzi materiali (55,6 milioni nel 2016) e 3,6 milioni ad immobilizzi immateriali (3,9 milioni nel 2016).

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

| | Anno | |
|---|---|---|
| (milioni di Euro) | **2017** | **2016** |
| **Fonti Non Programmabili** | **35** | **44** |
| Eolico | 35 | 44 |
| **Fonti Programmabili** | **16** | **13** |
| Termoelettrico | 10 | 10 |
| Idroelettrico | 6 | 4 |
| **Corporate** | 3 | 3 |
| **Totale** | **54** | **60** |

### Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del 2017 (35 milioni) si riferiscono principalmente agli esborsi sostenuti da ERG Power Generation per circa 29 milioni a seguito dei lavori per la realizzazione del sopra citato parco eolico in Irlanda del Nord, entrato in operatività nel corso del quarto trimestre 2017. Il parco di Brockaghboy é costituito da 19 aerogeneratori Nordex N90 da 2,5 MW, per 47,5 MW complessivi.

### Fonti Programmabili

Gli investimenti del 2017 (16 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.
Gli investimenti dell'idroelettrico si riferiscono principalmente al già citato investimento nei nuovi impianti mini idro, oltre a commesse di mantenimento ed altre.

## TOTALERG

Il Gruppo ERG, al 31 dicembre 2017, deteneva una partecipazione del 51% di TotalErg, *joint venture* nel settore del downstream integrato, costituita nel 2010 attraverso la fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A in ERG Petroli S.p.A. Si precisa che, a valle di un processo di vendita avviato a fine 2016, in data **10**

[22] Parco eolico Brockaghboy ceduto in data 7 marzo 2018

gennaio 2018 la partecipazione è stata ceduta al gruppo api.

La partecipazione è rilevata nelle Note al Bilancio Consolidato in base all'IFRS5.
Data la rilevanza della partecipazione ed in continuità con l'informativa indicata nei precedenti resoconti finanziari, nella presente sezione si fornisce una sintesi degli indicatori economici e finanziari e dell'andamento gestionale del periodo.

## Sintesi dei principali risultati di TotalErg

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

| Risultati economici | Anno | |
|---|---|---|
| (milioni di Euro) | **2017** | **2016** |
| **Margine operativo lordo *recurring*** [(1)] | **153** | **135** |
| Ammortamenti e svalutazioni | (70) | (75) |
| **Risultato operativo netto *recurring*** [(1)] | **83** | **60** |
| **Risultato netto recurring** [(2)] | **48** | **28** |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali | 54 | 60 |

| Principali dati finanziari | | |
|---|---|---|
| Capitale investito netto | 425 | 532 |
| Patrimonio netto | 288 | 287 |
| Indebitamento finanziario netto totale | 137 | 244 |

(1) I dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa +25 milioni nel 2017 (+45 milioni nel 2016) e
(2) I dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche, commentate alla nota (1), al netto del relativo effetto fiscale

TotalErg opera nel settore marketing attraverso la propria Rete Italia, costituita da 2.519 impianti (di cui 1.638 sociali e 881 convenzionati), rispetto ai 2.585 al 31 dicembre 2016. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti e che la diminuzione dei punti vendita è dovuta al processo di ristrutturazione della rete carburanti portato avanti in questi anni, che ha determinato la chiusura di punti vendita a basso erogato, la modernizzazione / automazione di quelli di proprietà a maggior erogato e la risoluzione di contratti di impianti di terzi a scarsa profittabilità.
TotalErg opera anche nel mercato Extra Rete, vendendo prodotti petroliferi prevalentemente a società che a loro volta rivendono ad utenti finali nei loro mercati locali e direttamente al consumo attraverso le società controllate, nonché nel mercato delle Specialties, tramite la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL.
TotalErg opera inoltre nella raffinazione e nella logistica, attraverso la Raffineria Sarpom di Trecate, situata in una delle aree nazionali con maggiore intensità di consumi, con una capacità complessiva annua di distillazione bilanciata, per la quota TotalErg, di 1,6 milioni di tonnellate (circa 30 migliaia di barili/giorno).
La Raffineria Sarpom è provvista di conversione catalitica, maggiormente orientata alla produzione di distillati leggeri e lavora prevalentemente greggi a basso tenore di zolfo.

Il margine operativo lordo *recurring* del 2017 è pari a circa 153 milioni, in forte aumento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2016 (135 milioni).
Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati beneficiano di uno scenario positivo, contraddistinto da una domanda sostanzialmente stabile rispetto al 2016 ma con margini di mercato in crescita.
Nel settore Extra Rete e Specialties i risultati economici del periodo sono risultati in contrazione.
Per quel che riguarda la raffinazione i risultati sono stati superiori a quelli registrati nell'analogo periodo dell'anno precedente a seguito di margini di raffinazione in crescita (indicatore EMC in aumento da 2,3 $/barile a 3,0 $/barile); mentre per la logistica i risultati del 2017 sono stati inferiori a quelli registrati nell'anno precedente.
Le lavorazioni effettuate nel 2017 ammontano a 1.615 migliaia di tonnellate, in linea rispetto alle 1.627 migliaia di tonnellate del 2016.

Il risultato netto recurring del 2017 (48 milioni) è stato significativamente superiore a quello dell'analogo periodo del 2016 (28 milioni), principalmente per le ragioni già esposte a commento dei risultati operativi ed

inoltre beneficia di minori ammortamenti ed oneri finanziari.

Si segnala che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 31 dicembre 2017 risulta pari a 137 milioni, in diminuzione rispetto ai 244 milioni al 31 dicembre 2016, principalmente a seguito della cessione della partecipata Restiani.

## Investimenti TotalErg

Nel 2017 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 54 milioni, in lieve diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2016 (60 milioni).
La maggior parte di tali investimenti (circa il 77%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc.), a cui si aggiungono le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

# PROSPETTI CONTABILI

## Area di consolidamento integrale ed aree di business

Nella tabella seguente è riportata l'area di consolidamento al 31 dicembre 2017.
Rispetto al 31 dicembre 2016 si segnala:

- l'incorporazione di ERG Services S.p.A. in ERG S.p.A.;
- l'incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operation & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A.;
- l'acquisizione dal Gruppo DIF di sei società di diritto tedesco titolari di sei parchi eolici in Germania.



## Risultati economici, patrimoniali e finanziari

### Conto economico

I risultati economici-patrimoniali di seguito esposti **includono le poste *non recurring*.**

Si precisa inoltre che i risultati della partecipazione TotalErg e di Brockaghboy Windfarm Ltd nelle Note al Bilancio Consolidato sono rilevati ed indicati in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente documento e nella Relazione sulla gestione i rispettivi risultati nell'attività ordinaria.

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance". Per un maggior dettaglio degli impatti legati alla valutazione e rilevazione dei suddetti risultati ai fini dell'IFRS 5 si rimanda a quanto indicato alla Nota 27 del Bilancio Consolidato.

| | Anno | |
|---|---|---|
| **Conto Economico riclassificato** | **2017** | **2016** |
| *(milioni di Euro)* | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | 1.056,5 | 1.025,5 |
| Altri ricavi e proventi | 10,6 | 16,3 |
| **RICAVI TOTALI** | **1.067,0** | **1.041,8** |
| Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze | (355,8) | (330,2) |
| Costi per servizi e altri costi operativi | (182,6) | (196,0) |
| Costi del lavoro | (68,7) | (62,3) |
| **MARGINE OPERATIVO LORDO** | **459,9** | **453,3** |
| Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni | (252,2) | (253,7) |
| **Risultato operativo netto** | **207,7** | **199,6** |
| Proventi (oneri) finanziari netti | (65,6) | (83,9) |
| Proventi (oneri) da partecipazioni netti | 98,4 | 37,7 |
| **Risultato prima delle imposte** | **240,5** | **153,5** |
| Imposte sul reddito | (33,7) | (28,7) |
| **Risultato d'esercizio** | **206,8** | **124,9** |
| Risultato di azionisti terzi | 0,0 | (2,4) |
| **Risultato netto di Gruppo** | **206,8** | **122,5** |

### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del 2017 sono pari a 1.056 milioni in lieve aumento rispetto ai 1.025 milioni del 2016. La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'aumento del settore Eolico legato prevalentemente a un andamento di prezzi più favorevole e dalla variazione del perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisizione delle società del Gruppo DIF parzialmente compensato da minori produzioni in Italia;

- l'incremento dei ricavi del settore Idroelettrico in conseguenza principalmente dei maggiori prezzi medi di vendita;

- il settore Termoelettrico sostanzialmente in linea con il 2016 in considerazione del venir meno del diritto al "corrispettivo di reintegro", compensato dall'apprezzamento del valore dei Titoli di Efficienza Energetica e dall'aumento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

### Altri ricavi e proventi

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

### Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

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

Nel 2017 sono pari a 356 milioni in aumento di 26 milioni rispetto al 2016 principalmente a seguito dei maggiori costi per acquisti di gas e energia elettrica**.**
La variazione delle rimanenze, legata ai magazzini ricambi, risulta non significativa.

## Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dell'energia elettrica), i costi per utilities, i costi per concessioni idroelettriche, per consulenze, costi assicurativi e per servizi forniti da terzi.
Gli altri costi operativi sono relativi principalmente agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.
Il decremento della voce si riferisce principalmente a minori costi per il trasporto di energia.

## Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico ed all'impianto CCGT e risultano lievemente inferiori rispetto a quelli dell'analogo periodo 2016 a seguito principalmente della fine della vita utile di alcune componenti dei parchi francesi, dalla revisione della vita utile degli impianti in Francia e Germania acquisiti nel primo semestre del 2016, nell'ambito della *Purchase Price Allocation* definita nel Bilancio 2016, i cui effetti sono stati in parte compensati da maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione dei parchi tedeschi avvenuta nel secondo trimestre 2017 (per circa 4 milioni) e dall'avvio dell'operatività del parco di Brockaghboy in Nord Irlanda.

## Proventi (oneri) finanziari netti

Si ricorda che l'esercizio 2016 includeva oneri non ricorrenti per circa 8 milioni di Euro afferenti il prepayment del finanziamento bancario della società rumena Corni Eolian S.A. e il *refinancing* della Tranche A dell'*acquisition loan* funzionale all'acquisizione di ERG Hydro.
Al netto degli oneri *non- recurring* di cui sopra, gli oneri finanziari netti a valori correnti del 2016 risultavano pari a 76 milioni.

Gli oneri finanziari netti del 2017 sono pari a 66 milioni, in significativa riduzione rispetto ai 76 milioni registrati nel 2016 al netto di oneri no recurring. Il decremento è imputabile a maggiori proventi da "cash management" e da minori interessi passivi a medio lungo termine dovuto ai rimborsi avvenuti nel periodo e alle azioni di ristrutturazione completate nel corso del 2016.

Gli effetti correlati alle ristrutturazioni finanziarie hanno permesso una riduzione del costo medio del debito a medio-lungo termine che nel 2017 si è attestato in media al 3,2% rispetto al 3,4% del 2016 (esclusi gli oneri no recurring).
Tale voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

## Proventi (oneri) da partecipazioni netti

Nel 2017 la voce include principalmente i risultati della joint venture TotalErg rilevati in applicazione dell'IFRS 5 ed in particolare tiene conto dei risultati del primo semestre 2017, dei dividendi distribuiti ad ERG S.p.A. nel secondo semestre 2017 e del ripristino di precedenti svalutazioni in considerazione del fair market value al netto degli attesi oneri di vendita.
Al netto di tali poste, la voce include nel 2017 svalutazioni (circa 1 milione) di partecipazioni minori valutate al costo.
Si ricorda che la voce nel 2016 includeva proventi per 11 milioni derivanti dalla valutazione al fair value della passività relativa all'opzione di cessione delle minorities di ERG Renew S.p.A.

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del 2017 sono pari a 34 milioni (29 milioni nel 2016).
Il *tax rate*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 14% (19% nel 2016).
Il *tax rate recurring* del 2017, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 20% (22% nel 2016).
Il decremento del *tax rate* è legato principalmente al beneficio derivante dalla riduzione dell'aliquota IRES italiana (24,0% dal 1°gennaio 2017 rispetto all'aliquota del 27,5% applicata nel 2016) e all'impatto positivo (circa 4 milioni) derivante dalla riduzione del Corporate Income Tax in Francia (28% nel 2017 rispetto all'aliquota del 33% applicata nel 2016). Si precisa che tale decremento è stato in parte compensato dall'effetto negativo legato all'adeguamento dell'aliquota dell'ACE (Aiuto alla Crescita Economica) (1,6% nel 2017 rispetto all'aliquota del 4,75% applicata nel 2016).

## Situazione patrimoniale

Si precisa inoltre che la partecipazione in TotalErg e i *net assets* (attività e passività) di Brockaghboy Windfarm Ltd nelle Note al Bilancio Consolidato sono rilevati ed indicati in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente documento e nella Relazione sulla gestione i rispettivi valori nelle voci ordinarie della situazione patrimoniale.

Per un maggior dettaglio degli impatti legati alla valutazione e rilevazione delle attività e passività ai fini dell'IFRS 5 si rimanda inoltre a quanto indicato alla Nota 27 del Bilancio Consolidato.

| Stato Patrimoniale riclassificato | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|---|---|---|
| *(milioni di Euro)* | | |
| Capitale immobilizzato | 3.260,8 | 3.372,2 |
| Capitale circolante operativo netto | 150,0 | 160,2 |
| Trattamento di fine rapporto | (6,4) | (6,7) |
| Altre attività | 278,7 | 310,1 |
| Altre passività | (573,0) | (549,5) |
| **Capitale investito netto** | **3.110,1** | **3.286,3** |
| | | |
| Patrimonio netto di Gruppo | 1.877,5 | 1.729,1 |
| Patrimonio netto di terzi | 0,0 | 0,0 |
| Indebitamento finanziario netto | 1.232,7 | 1.557,2 |
| **Mezzi propri e debiti finanziari** | **3.110,1** | **3.286,3** |

Al 31 dicembre 2017 il capitale investito netto ammonta a.3.110 milioni in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016.
La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 40% (47% al 31 dicembre 2016).

### Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La diminuzione rispetto al 31 dicembre 2016 è principalmente riconducibile agli ammortamenti del periodo, in parte compensata dall' acquisizione dei parchi eolici tedeschi effettuata nel periodo e dagli investimenti finalizzati alla realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, entrato in operatività nel quarto trimestre 2017.

### Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino parti di ricambio, i crediti principalmente per certificati verdi su società estere, per vendita energia elettrica con applicazione tariffa incentivante, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali.

### Altre attività

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

### Altre passività

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

## Indebitamento finanziario netto

| Riepilogo indebitamento del Gruppo | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|---|---|---|
| (milioni di Euro) | | |
| Indebitamento finanziario a medio-lungo termine | 1.788,7 | 1.934,1 |
| Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine | (556,0) | (376,9) |
| **TOTALE** | **1.232,7** | **1.557,2** |

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

| Indebitamento finanziario a medio-lungo termine | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|---|---|---|
| *(milioni di Euro)* | | |
| Debiti verso banche a medio-lungo termine | 670,6 | 668,4 |
| Quota corrente mutui e finanziamenti | (58,6) | 0,0 |
| Debiti finanziari a medio-lungo termine | 205,9 | 141,9 |
| **Totale** | **817,8** | **810,4** |
| | | |
| Totale Project Financing | 1.114,7 | 1.275,6 |
| Quota corrente Project Financing | (143,8) | (151,9) |
| **Project Financing a medio-lungo termine** | **970,9** | **1.123,7** |
| | | |
| **TOTALE** | **1.788,7** | **1.934,1** |

I "Debiti verso banche a medio-lungo termine" al 31 dicembre 2017 sono pari a 671 milioni di Euro (668 milioni al 31 dicembre 2016) riferibili a:

- un corporate acquisition loan di 350 milioni di Euro, sottoscritto con un pool di sette mandated lead arrangers e bookrunners italiani e internazionali funzionale all'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.ON Produzione, ora ERG Hydro S.r.l..
- tre corporate loan bilaterali con Mediobanca Spa (150 milioni), UBI Banca Spa (100 milioni) ed Unicredit Spa (75 milioni) sottoscritti nel primo semestre 2016 per rifinanziare la parte a breve termine del corporate acquisition loan sottoscritto per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. ed il finanziamento di progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania).

La quota corrente mutui e finanziamenti (59 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.

I "Debiti finanziari a medio-lungo termine", pari a 206 milioni di Euro, sono riferibili a:

- passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 106 milioni (142 milioni al 31 dicembre 2016).
- passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni[23] al 31 dicembre 2017) effettuato nel terzo trimestre 2017, finalizzato 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 debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" (1.115 milioni al 31 dicembre 2017) sono relativi a:

- finanziamenti per 1.052 milioni di Euro erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 427 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 64 milioni di Euro;
- finanziamenti per 62 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.

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

[23] Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato

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

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

| Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine | 31/12/2017 | 31/12/2016 |
|---|---|---|
| (milioni di Euro) | | |
| Debiti verso banche a breve termine | 83,0 | 2,3 |
| Quota corrente mutui e finanziamenti | 58,6 | 0,0 |
| Altri debiti finanziari a breve termine | 1,7 | 3,8 |
| **Passività finanziarie a breve termine** | **143,3** | **6,0** |
| | | |
| Disponibilità liquide | (679,2) | (263,3) |
| Titoli e altri crediti finanziari a breve termine | (28,8) | (107,6) |
| **Attività finanziarie a breve termine** | **(708,0)** | **(370,9)** |
| | | |
| Project Financing a breve termine | 143,8 | 151,9 |
| Disponibilità liquide | (135,1) | (163,9) |
| **Project Financing** | **8,7** | **(12,0)** |
| | | |
| **TOTALE** | **(556,0)** | **(376,9)** |

L'importo delle disponibilità liquide è aumentato nel corso del 2017 a seguito principalmente degli incassi relativi a crediti per tariffa incentivante relativi al primo semestre 2017 e ai Titoli di Efficienza Energetica relativi al 2016, dei dividendi distribuiti da TotalErg (71 milioni) e dell'incasso *dell'advance payment* dal gruppo api nell'ambito della cessione di TotalErg, oltre che per il flusso di cassa del periodo.
Le "Attività finanziarie a breve termine" comprendono inoltre i titoli di impiego liquidità a breve periodo.
I debiti verso banche a breve termine includono linee di credito a breve termine per circa 80 milioni in ERG S.p.A.
La variazione della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" si riferisce in particolare ad un diverso impiego temporale di liquidità dei titoli sopra descritti.

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

| | Anno | |
|---|---|---|
| **FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:** | **2017** | **2016** |
| (milioni di Euro) | | |
| Flusso di cassa della gestione corrente rettificato (1) | 402,1 | 381,3 |
| Pagamento di imposte sul reddito | (23,2) | (14,2) |
| Variazione circolante operativo netto | 13,2 | 69,5 |
| Altre variazioni delle attività e passività di esercizio | 8,1 | (34,3) |
| **TOTALE** | **400,3** | **402,3** |
| | | |
| **FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:** | | |
| Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali | (55,6) | (55,9) |
| Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie | (7,4) | (0,1) |
| Operazione TotalErg (2) | 85,2 | 0,0 |
| **Totale** | **22,2** | **(56,1)** |
| | | |
| **FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:** | | |
| Dividendi distribuiti | (74,4) | (142,8) |
| Altre variazioni patrimonio (3) | 15,9 | (6,2) |
| **Totale** | **(58,5)** | **(149,0)** |
| | | |
| **VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO (4)** | **(39,5)** | **(306,5)** |
| | | |
| **VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO** | **324,5** | **(109,3)** |
| | | |
| **INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE** | **1.557,2** | **1.447,9** |
| | | |
| ***VARIAZIONE DEL PERIODO*** | ***(324,5)*** | ***109,3*** |
| | | |
| **INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE** | **1.232,7** | **1.557,2** |

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

(6) include i dividendi distribuiti da TotalErg S.p.A. nel corso del 2017 (71 milioni di cui 20 milioni distribuiti nel mese di maggio 2017 e 51 milioni distribuiti nel mese di ottobre 2017) e *l'advance payment* effettuato dal gruppo api nell'ambito dell'operazione di cessione della partecipazione in TotalErg

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

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

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.233 milioni, in decremento di 325 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente per il positivo flusso di cassa operativo, per i dividendi distribuiti da TotalErg (71 milioni), per l'incasso dell'*advance payment* dal gruppo api nell'ambito della cessione di TotalErg (14 milioni), e per l'incasso dei corrispettivi di reintegro UESSE (22 milioni)[24] che hanno compensato gli impatti derivanti dall'acquisizione dei parchi eolici tedeschi dal Gruppo DIF (40 milioni), la distribuzione dei dividendi (74 milioni), il pagamento delle imposte (23 milioni), nonché gli investimenti del periodo (54 milioni).

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

[24] Nel corso del quarto trimestre 2017 sono stati incassati 13 milioni a saldo del 2015 e 9 milioni come secondo acconto del 2016.

## 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**[25].
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**[21] 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.

## Operazione TotalErg – IFRS 5

In riferimento all'operazione TotalErg, già commentata nelle Premesse e nei Fatti di rilievo, si segnala che nelle Note al Bilancio Consolidato i risultati contabili della partecipata sono rilevati ed indicati in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente Documento e nella Relazione sulla gestione i risultati di TotalErg nell'attività ordinaria alla riga Proventi (Oneri) da partecipazione valorizzandone il contributo recurring per l'intero esercizio 2017.

## Brockaghboy Windfarm Ltd – IFRS 5

In riferimento all'operazione Brockaghboy Windfarm Ltd, già commentata nelle Premesse, si segnala che nelle Note al Bilancio Consolidato i risultati contabili relativi agli *assets* in corso di vendita sono indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.
Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno esporre e commentare nel presente documento e nella Relazione sulla gestione i risultati degli *assets* in corso di cessione nell'attività ordinaria.

[25] 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*

| MARGINE OPERATIVO LORDO | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **Margine operativo lordo Attività continue** | ***457,6*** | ***453,3*** |
| *Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)* | *2,3* | *0,0* |
| **Margine operativo lordo IAS Reported** | ***459,9*** | ***453,3*** |
| *Esclusione Poste non caratteristiche:* | | |
| ***Corporate*** | | |
| *- Storno oneri accessori operazioni straordinarie* (1) | *12,0* | *0,0* |
| ***Fonti Programmabili*** | | |
| *- Oneri per riorganizzazione societaria* | *0,0* | *0,3* |
| *- Storno oneri accessori operazioni straordinarie* (1) | *0,3* | *0,0* |
| ***Fonti Non Programmabili*** | | |
| *- Oneri per riorganizzazione societaria* | *0,0* | *0,9* |
| *- Storno oneri accessori operazioni straordinarie* (1) | *0,1* | *0,9* |
| **Margine operativo lordo recurring** | ***472,3*** | ***455,4*** |

| AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **Ammortamenti attività continue** | ***(250,9)*** | ***(253,7)*** |
| *Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)* | *(1,3)* | *0,0* |
| **Ammortamenti e svalutazioni** | ***(252,2)*** | ***(253,7)*** |
| *Esclusione Poste non caratteristiche:* | | |
| *- Poste non recurring* | *0,0* | *0,0* |
| **Ammortamenti recurring** | ***(252,2)*** | ***(253,7)*** |

(1) storno di oneri accessori relativi a progetti speciali

| RISULTATO NETTO DI GRUPPO | Anno 2017 | 2016 |
|---|---|---|
| **Risultato netto di Gruppo in Bilancio Consolidato** | **206,8** | **122,5** |
| *Esclusione effetti IFRS 5 (TotalErg)* [1] | *(99,0)* | *0,0* |
| *Contributo 51% di TotalErg IAS Reported* [2] | *72,3* | *0,0* |
| **Risultato netto di Gruppo** | **180,2** | **122,5** |
| *Esclusione Utili / Perdite su magazzino* | *(9,1)* | *(15,7)* |
| ***Esclusione Poste non caratteristiche:*** | | |
| *Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie* [3] | *9,3* | *0,8* |
| *Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg* [4] | *(38,8)* | *4,1* |
| *Esclusione effetto prepayment finanziamenti* | *0,0* | *5,9* |
| *Esclusione oneri per riorganizzazione societaria* | *0,0* | *0,8* |
| *Esclusione oneri / proventi finanziari su opzione minorities* | *0,0* | *(11,0)* |
| **Risultato netto di Gruppo recurring** | ***141,6*** | ***107,3*** |

(5) storno degli effetti legati all'applicazione di quanto previsto dall'IFRS 5. Per maggiori dettagli si rimanda al successivo paragrafo "Operazione TotalErg – IFRS 5" .

(6) ai fini del presente documento e della Relazione sulla gestione per una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto opportuno rappresentare il contributo di TotalErg in continuità per l'intero esercizio 2017, senza considerare gli effetti dell'applicazione IFRS 5 come sopra commentati.

(7) storno di oneri accessori relativi a progetti speciali al netto dei relativi effetti fiscali

(8) plusvalenza relativa alla cessione Totalgaz Italia S.r.l, società controllata da TotalErg S.p.A. operante nella commercializzazione del gpl, ceduta in data 5 ottobre 2017 a UGI Italia S.r.l..

## Operazione TotalErg – IFRS 5

In data **3 novembre 2017** 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 Trecate.
L'operazione si è perfezionata in data **10 gennaio 2018**, a seguito dell'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.
Il corrispettivo relativo alla cessione degli *assets* è pari a 194 milioni, di cui 14 milioni già incassati in *advance payment* nel 2017, 144 milioni incassati nel 2018 al momento del closing e 36 milioni come componente differita regolata da un *vendor loan agreement* con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A..
Complessivamente il valore legato all'*equity value* della transazione è pari a 273 milioni che include, oltre al corrispettivo sopra indicato, anche i dividendi straordinari distribuiti da TotalErg S.p.A. ad ERG 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), gli interessi che matureranno nell'ambito del *vendor loan agreement* ed i relativi effetti fiscali.
Si ricorda che già a partire dal "Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2017" la partecipazione è rilevata ed indicata in applicazione di quanto richiesto dal Principio IFRS 5.
L'applicazione di tale Principio nel Bilancio Consolidato ha comportato:

- alla data di prima classificazione della partecipazione come *held for sale* (30 giugno 2017), il Gruppo ha cessato di applicare *l'equity method* come metodo di rilevazione della partecipazione oggetto di vendita. Il valore di carico al 30 giugno 2017 risultava pari a 142,9 milioni inclusivo del risultato del primo semestre 2017 rilevato a conto economico per 12 milioni.

- il confronto del *book value* così determinato con il già commentato prezzo di vendita (194 milioni) al netto dei relativi oneri (15 milioni) Da tale confronto emerge l'evidenza di un parziale ripristino di precedenti svalutazioni, pari a 37 milioni con contropartita positiva a conto economico.

- la rilevazione a conto economico dei dividendi distribuiti da TotalERG S,p.A. ad ERG S.p.A. successivamente alla data del 30 giugno 2017 per un importo pari a 51 milioni.

Complessivamente l'applicazione di quanto sopra ha comportato nel Bilancio Consolidato 2017 la rilevazione della partecipazione al rigo "Attività destinate ad essere cedute" al valore di 179,5 milioni (prezzo di vendita al netto dei relativi oneri) e la rilevazione di proventi per 99 milioni al rigo "Risultato netto attività destinate ad essere cedute".
Di seguito la riconciliazione tra gli schemi esposti e commentati nel presente documento e nella Relazione sulla Gestione con i valori indicati nelle Note al Bilancio Consolidato e la riconciliazione ai valori *recurring*.

## Conto Economico Riclassficato

| *(milioni di Euro)* | Valori indicati nel Bilancio Consolidato | Storno riclassifiche IFRS 5 TotalErg | Storno riclassifiche IFRS 5 Brockahgboy (UK) | Valori indicati in Relazione sulla Gestione (IAS Reported) | Storno oneri accessori progetti speciali | Storno effetto IFRS 5 TotalErg | Consolidato ERG IAS Recurring |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ricavi della gestione caratteristica | 1.053,6 | - | 2,9 | 1.056,5 | - | - | 1.056,5 |
| Altri ricavi e proventi | 10,6 | - | - | 10,6 | - | - | 10,6 |
| **Ricavi totali** | **1.064,1** | **-** | **2,9** | **1.067,0** | **-** | **-** | **1.067,0** |
| Costi per acquisti | (355,2) | - | - | (355,2) | - | - | (355,2) |
| Variazioni delle rimanenze | (0,6) | - | - | (0,6) | - | - | (0,6) |
| Costi per servizi e altri costi operativi | (182,0) | - | (0,6) | (182,6) | 7,1 | - | (175,5) |
| Costi del lavoro | (68,7) | - | - | (68,7) | 5,3 | - | (63,4) |
| **Margine operativo lordo** | **457,6** | **-** | **2,3** | **459,9** | **12,4** | **-** | **472,3** |
| Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni | (250,9) | - | (1,3) | (252,2) | - | - | (252,2) |
| **Risultato operativo** | **206,7** | **-** | **1,1** | **207,7** | **12,4** | **-** | **220,1** |
| Proventi (oneri) finanziari netti | (65,3) | - | (0,3) | (65,6) | - | - | (65,6) |
| Proventi (oneri) da partecipazioni netti | (1,2) | 99,6 | - | 98,4 | - | (75,1) | 23,3 |
| **Risultato prima delle imposte** | **140,2** | **99,6** | **0,8** | **240,5** | **12,4** | **(75,1)** | **177,8** |
| Imposte sul reddito | (33,0) | (0,6) | (0,1) | (33,7) | (3,1) | 0,6 | (36,2) |
| **Risultato prima degli interessi di terzi** | **107,2** | **99,0** | **0,6** | **206,8** | **9,3** | **(74,5)** | **141,6** |
| Risultato netto attività destinate ad essere cedute | 99,6 | (99,0) | (0,6) | 0,0 | - | - | 0,0 |
| **Risultato netto del periodo** | **206,8** | **-** | **-** | **206,8** | **9,3** | **(74,5)** | **141,6** |
| Risultato di azionisti terzi | - | - | - | - | - | - | - |
| **Risultato netto di competenza del Gruppo** | **206,8** | **-** | **-** | **206,8** | **9,3** | **(74,5)** | **141,6** |

In applicazione dell'IFRS 5 relativo all'operazione di cessione TotalErg, lo storno delle poste no recurring includono:

- lo storno dei dividendi distribuiti da TotalERG S,p.A. ad ERG S.p.A. successivamente alla data del 30 giugno 2017 (-51 milioni)
- lo storno del ripristino di precedenti svalutazioni (-37 milioni)
- il risultato reported del secondo semestre di TotalErg S.p.A (+60 milioni)
- lo storno delle poste no recurring di Totalerg relativo all'intero esercizio 2017(-48 milioni)

## Stato Patrimoniale riclassificato

| *(milioni di Euro)* | Valori indicati nel Bilancio Consolidato | Storno riclassifiche IFRS 5 TotalErg | Storno riclassifiche IFRS 5 Brockahgboy | Valori indicati in Relazione sulla Gestione |
|---|---|---|---|---|
| Capitale immobilizzato | 3.004 | [illegible] | [illegible] | 3.261 |
| Capitale circolante operativo netto | 149 | - | - | 150 |
| Trattamento di fine rapporto | (6) | - | - | (6) |
| Altre attività | 278 | - | - | 279 |
| Altre passività | (572) | - | (1) | (573) |
| **Capitale investito netto attività continua** | **2.853** | **180** | **78** | **3.110** |
| Capitale investito netto attività operazione | 258 | [illegible] | [illegible] | 3 |
| **Capitale investito netto** | **3.110** | **-** | **(0)** | **3.110** |
| Patrimonio netto di Gruppo | 1.877 | - | - | 1.877 |
| Indebitamento finanziario netto | 1.234 | - | (1) | 1.233 |
| Indebitamento attività operazione | (1) | - | - | 3 |
| **Mezzi propri e debiti finanziari** | **3.110** | **-** | **(0)** | **3.110** |

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

In data **10 gennaio 2018** è stato perfezionato il closing con il gruppo api per la cessione del proprio 51% delle azioni di TotalErg S.p.A. società attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi e nella raffinazione, nonché il closing con Total Marketing Services S.A. per la vendita della propria quota (pari al 51%) nella società Total Italia S.r.l., proprietaria del ramo d'azienda relativo al settore dei lubrificanti precedentemente nella titolarità di TotalErg S.p.A.
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..
Con questo passaggio si conclude positivamente un'operazione complessa che segna la definitiva uscita del Gruppo ERG dal mondo OIL, rafforzandone ulteriormente la capacità finanziaria al fine di proseguire il percorso di crescita nelle Rinnovabili.

In data **12 gennaio 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione da VEI Green S.r.l., holding di investimento controllata da PFH S.p.A. e partecipata da primari investitori istituzionali italiani, del 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.
L'operazione, che ha ottenuto l'approvazione dell'Antitrust ed il gradimento da parte delle banche finanziatrici, segna l'ingresso di ERG nel solare e rappresenta un ulteriore importante tassello nella strategia di diversificazione tecnologica nella produzione da fonti rinnovabili.

In data **12 gennaio 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha sottoscritto un accordo con il gruppo Vortex Energy per l'acquisizione del 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, pari a circa 39 kt di emissione di $CO_2$ evitata.
Il progetto ha già ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e parteciperà alle procedure d'asta nel corso del 2018. L'investimento stimato per la realizzazione del parco è di circa 30 milioni di Euro, già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto delle quote della società.
La futura costruzione dell'impianto, che sarà ubicato in prossimità di altri parchi eolici ERG che già possiede 216 MW in operations in Germania, rientra nella strategia di crescita nel paese che fa leva sulla capitalizzazione delle proprie competenze industriali nelle attività di sviluppo, ingegneria e costruzione.

In data **7 marzo 2018** ERG ha approvato il piano strategico 2018-2022. Dopo aver concluso nel 2017 il percorso di trasformazione industriale, essendo uscita dall'Oil ed avendo compito un passo importante nella diversificazione tecnologica con l'acquisizione di 89MW nel solare, ERG è diventata un primario produttore indipendente di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'obiettivo di ERG nel periodo 2018-2022 è quello di incrementare la capacità installata di circa 850 MW attraverso 3 canali: Greenfield e co-sviluppo, Repowering e Reblading in Italia ed M&A. Gli investimenti totali nel periodo 2018-2020 sono pari a 1,68 miliardi di Euro.

In data **7 marzo 2018** ERG ha ceduto al fondo GreenCoat UK Wind HoldCo Ltd, quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare del parco eolico da 47,5 MW realizzato in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry da ERG e TCI Renewables Ltd

## Evoluzione prevedibile della gestione

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

**Fonti Non Programmabili**
Per quanto riguarda il Wind in Italia il margine operativo lordo è previsto in diminuzione a seguito dell'uscita nel corso dell'anno 2017 dal sistema incentivante di circa 214MW e della progressiva uscita nel corso dell'anno 2018 di ulteriori 72 MW; tale diminuzione è anche dovuta al minor prezzo dell'incentivo per l'anno 2018 il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017 con un decremento di circa 8 €/MWh sulla produzione incentivata.
Il margine operativo lordo del Wind all'estero è stimato in riduzione rispetto a quello del 2017 come conseguenza della riduzione dell'incentivo in Romania ad un solo certificato verde, ed a seguito della vendita della controllata Brockaghboy Windfarm ltd, perfezionato in data 7 marzo 2018.
In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in diminuzione; tale effetto è in buona parte compensato dall'ingresso nel business Solare mediante l'acquisizione del 100% di ForVei S.r.l., nono operatore fotovoltaico in Italia con una capacità totale installata di 89 MW il cui impatto in termini di margine operativo lordo è stimato a circa 35 milioni.
Nel complesso il risultato delle fonti Non Programmabili (Wind e Solar) e' previsto essere inferiore a quello del 2017.
**Fonti Programmabili**
Per quanto riguarda l'Idroelettrico, si prevedono risultati in crescita grazie ad una previsione di produzioni superiori al 2017 che sono risultate significativamente al di sotto delle medie storiche; tale effetto è parzialmente compensato dal minor prezzo dell'incentivo di cui beneficia circa il 40% delle produzioni e dal venir meno dei ricavi ottenuti nel 2017 per 8 milioni relativi al recupero di incentivi pregressi.
Per l'impianto Termoelettrico si prevedono risultati leggermente inferiori, principalmente per effetto di margini di generazione attesi in calo rispetto ai valori particolarmente positivi del 2017.

Nel complesso il contributo delle fonti Programmabili è atteso in rialzo rispetto al 2017.
Per l'esercizio 2018 si attende pertanto un margine operativo lordo di Gruppo in leggera crescita e pari a circa 475 milioni di Euro. Gli effetti della riduzione del perimetro incentivato nel Wind in Italia, e del minor prezzo dell'incentivo, vengono compensati dal contributo del nuovo asset solare e da una previsione di produzioni idroelettriche superiori a quelle dell'anno precedente.
La generazione di cassa operativa di ERG associata agli incassi derivanti dalla cessione di TotalErg e di Brockaghboy Windfarm Ltd per complessivi circa 290 milioni consentiranno di assorbire l'acquisizione di ForVei di circa 337 milioni, i nuovi investimenti di sviluppo previsti per circa 100 milioni e la distribuzione del dividendo per circa 170 milioni (1,15 Euro per azione). Nel complesso si prevede quindi un indebitamento sostanzialmente in linea con quello del 2017 di circa 1.260 milioni (1.233 milioni al 31 dicembre 2017).

## Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, 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.