



RELAZIONE FINANZIARIA  
SEMESTRALE  
AL 30 GIUGNO 2018



## PREMESSE

---

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2018, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stata predisposta in forma sintetica conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi".

Gli importi riportati nella Relazione Semestrale, se non diversamente indicati, sono espressi in Euro.

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della società di revisione KPMG S.p.A. secondo le modalità previste dalla normativa CONSOB; i risultati di tali attività saranno resi pubblici appena disponibili.

### 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.

### Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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

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

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

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

Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

## Dati comparativi restated

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

### PRINCIPALI DATI ECONOMICI

(Milioni di Euro)	1° semestre 2017	Deconsolidamento TotalErg	Riclassifiche IFRS 15	1° semestre 2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica	538	0	(4)	534
<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>258</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>258</b>
<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>133</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>133</b>
Risultato netto	84	(12)	0	72
<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	<i>84</i>	<i>(12)</i>	<i>0</i>	<i>72</i>
<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>	<b>87</b>	<b>(15)</b>	<b>0</b>	<b>72</b>

## Segment reporting

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse tecnologie di produzione, in coerenza con le metodologie interne di misurazione dei risultati del Gruppo.

Si precisa che i risultati per business riflettono anche le attività di vendita dell'energia sui mercati effettuate dall'Energy Management di Gruppo, 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 da parte dell'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A.: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono pertanto le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") ed i risultati del Termoelettrico includono le coperture sullo "spark spread".

<sup>1</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

## Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire 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, di idraulicità e di irraggiamento, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.

# INDICE

---

## Il Gruppo

Organi societari .....	6
Profilo del Gruppo.....	7
Aree geografiche di attività .....	9
Area di consolidamento al 30 giugno 2018.....	10
Modello organizzativo .....	12
Variazione perimetro di business .....	14
ERG in Borsa .....	18
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre .....	20

## Risultati del semestre

Sintesi dei risultati.....	21
Risultati per settore .....	22
Commento ai risultati del semestre.....	23
Risultati del semestre - Business.....	25
Mercato di riferimento .....	25
Vendite del Gruppo .....	27
<b>Eolico</b> .....	28
<b>Solare</b> .....	35
<b>Idroelettrico</b> .....	36
<b>Termoelettrico</b> .....	39
Incentive framework e aggiornamenti normativi del periodo.....	41

## Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)

Prospetti contabili.....	45
Indicatori Alternativi di Performance (IAP) .....	55

## Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo il semestre.....	60
Evoluzione prevedibile della gestione.....	61

<b>Bilancio consolidato semestrale abbreviato</b> .....	63
---	----

## ORGANI SOCIETARI

---

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>2</sup>

Presidente  
**EDOARDO GARRONE**  
*(esecutivo)*

Vice Presidente  
**ALESSANDRO GARRONE**<sup>3</sup>  
*(esecutivo)*

**GIOVANNI MONDINI**  
*(non esecutivo)*

Amministratore Delegato  
**LUCA BETTONTE**

Amministratori  
**MASSIMO BELCREDI**<sup>4</sup>  
*(indipendente)*

**MARA ANNA RITA CAVERNI**<sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**BARBARA COMINELLI**<sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**MARCO COSTAGUTA**  
*(non esecutivo)*

**PAOLO FRANCESCO LANZONI**<sup>4</sup>  
*(indipendente)*

**SILVIA MERLO**<sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**ELISABETTA OLIVERI**<sup>5</sup>  
*(indipendente)*

**MARIO PATERLINI**<sup>5</sup>  
*(indipendente)*

### COLLEGIO SINDACALE<sup>6</sup>

Presidente  
**ELENA SPAGNOL**

Sindaci Effettivi  
**LELIO FORNABAIO**  
**STEFANO REMONDINI**

**DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)**  
**PAOLO LUIGI MERLI**

**SOCIETÀ DI REVISIONE**  
**KPMG S.p.A.**<sup>7</sup>

2 Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

3 Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

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

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

6 Collegio sindacale nominato in data 3 maggio 2016.

7 Nominata in data 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026.

## PROFILO DEL GRUPPO

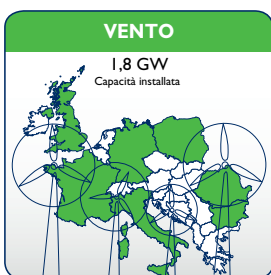
---

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 rinnovabili, eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento, espandendosi inoltre all'estero con una crescente presenza nel mercato eolico francese e tedesco.

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 centralizzata per tutte le tecnologie di generazione nelle quali il Gruppo ERG opera;
- le attività di Operation & Maintenance dei propri impianti eolici italiani e di parte degli impianti in Francia e Germania nonché dell'impianto CCGT. Attraverso proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo che di terzi.

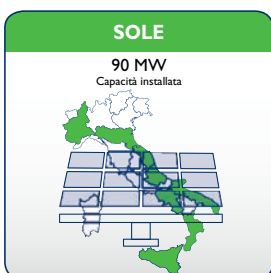
ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



### Eolico

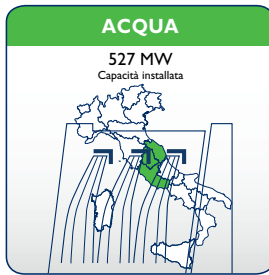
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.791 MW di potenza installata al 30 giugno 2018. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (698 MW operativi), in particolare in Francia (276 MW), Germania (216 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



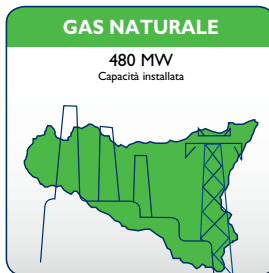
### Solare

A partire dal gennaio 2018 ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 90 MW attraverso 31 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia.



### Idroelettrico

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.



### Termoelettrico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso l'impianto CCGT cosiddetto "Centrale Nord" (480 MW) ubicato nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato 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.



# AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 GIUGNO 2018

**Eolico: 1.791 MW** (1.093 MW Italia e 698 MW Estero)  
**Solare: 90 MW**  
**Idroelettrico: 527 MW**  
**Termoelettrico: 480 MW**

**FRANCIA**  
 Eolico: 276 MW

**ITALIA**  
 Eolico: 1.093 MW  
 Idroelettrico: 527 MW  
 Solare: 90 MW  
 Termoelettrico: 480 MW

**GERMANIA**  
 Eolico: 216 MW

**POLONIA**  
 Eolico: 82 MW

**ROMANIA**  
 Eolico: 70 MW

**BULGARIA**  
 Eolico: 54 MW

**PIEMONTE**  
 Solare: 21 MW

**UMBRIA, LAZIO, MARCHE**  
 Idroelettrico: 527 MW

**SARDEGNA**  
 Eolico: 111 MW

**CAMPANIA**  
 Eolico: 247 MW  
 Solare: 7 MW

**SICILIA**  
 Eolico: 198 MW  
 Solare: 11 MW  
 Termoelettrico: 480 MW

**EMILIA ROMAGNA**  
 Solare: 3 MW

**MARCHE**  
 Solare: 4 MW

**ABRUZZO**  
 Solare: 5 MW

**MOLISE**  
 Eolico: 79 MW

**PUGLIA**  
 Eolico: 249 MW  
 Solare: 15 MW

**BASILICATA**  
 Eolico: 89 MW

**CALABRIA**  
 Eolico: 120 MW  
 Solare: 24 MW



# AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2018





## MODELLO ORGANIZZATIVO

---



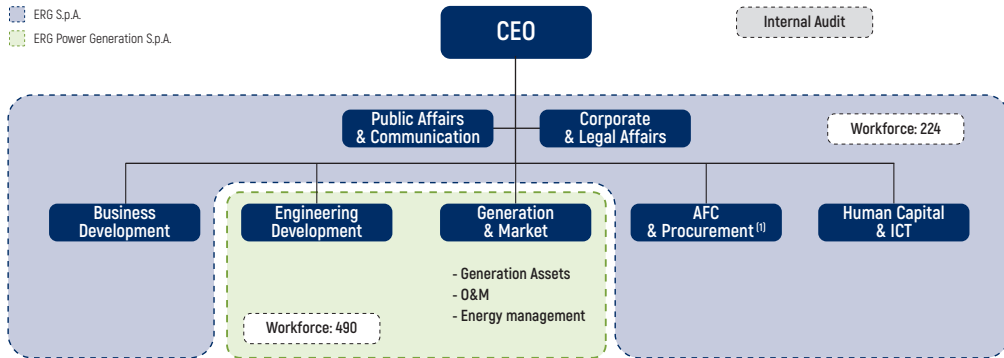
In data 1° gennaio 2017 ha assunto piena efficacia il nuovo assetto organizzativo che si caratterizza per la definizione di due macro-ruoli:

- 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, Hydro e Solare 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.

Si segnala infine che a luglio 2018, è stata costituita l'Unità Organizzativa Engineering Development, a diretto riporto del CEO di Gruppo, con la missione di creare valore assicurando la realizzazione dei nuovi investimenti industriali del Gruppo (ingegneria di sviluppo e costruzioni) secondo gli obiettivi definiti nel Business Plan 2018-2022.



**ONE**  
COMPANY: A LEAN ORGANIZATION  
TO SPEED UP DECISION MAKING PROCESS



(1) It includes Group Administration, Finance, Planning & Control, Investor Relations, M&A, Corporate Finance & Group Risk Management and Procurement

## VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS

---

### Eolico

- Nel corso del primo trimestre 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha perfezionato l'acquisizione da **Vent d'Est S.a.s.** del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense S.a.s. di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Le società sono consolidate dal 1° gennaio 2018. Successivamente alla chiusura del semestre, in data 2 agosto, il Gruppo ERG ha acquisito il restante 25% del capitale delle due società da Renvico France S.a.s.

- In data **7 marzo 2018**, a valle del processo di vendita avviato alla fine del 2017, ERG ha ceduto al fondo Greencoat UK Wind PLC, quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale della propria controllata **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. Il parco, i cui lavori di realizzazione furono avviati nel secondo trimestre del 2016, è entrato in pieno esercizio a fine 2017.

L'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 163 milioni di Sterline. I proventi sono stati ripartiti fra ERG e TCI in base a quanto stipulato nel Development Service Agreement firmato al tempo dell'acquisizione del progetto ready to build: il cash-in complessivo per ERG è risultato pertanto pari a circa 95 milioni di Sterline (106 milioni di Euro) di cui circa 70 milioni di Sterline (76 milioni di Euro) a totale copertura degli investimenti effettuati da ERG per acquisire il progetto e costruire il parco.

La cessione degli assets in data 7 marzo 2018 ha comportato:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 106 milioni di Euro in relazione al corrispettivo netto di cessione;
  - la rilevazione della plusvalenza realizzata pari a 26 milioni di Euro, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione sono considerate special items e pertanto non sono riflesse nel "Risultato netto di Gruppo adjusted";
- Si precisa che nelle Note al Bilancio Consolidato 2017 e nel Bilancio Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2018, in considerazione del processo di vendita, i risultati contabili relativi agli assets in corso di cessione sono stati indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nella presente Relazione vengono esposti nell'attività ordinaria, i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018 - 07 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione della gestione del Bilancio 2017.

Per la riconciliazione di tali valori si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance".

- In data **6 aprile 2018**, ERG tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., società di diritto olandese detenuta da Impax New Energy Investors II, per acquisire:
  - Parc Eolien du Melier S.a.s., titolare di un parco eolico di 8 MW, con una produzione attesa pari a circa 23 GWh. Il parco beneficia della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni dalla sua entrata in esercizio, avvenuta nel novembre 2016;
  - Parc Eolien de la Vallée de Torfou S.a.s., titolare di un parco eolico in costruzione di 18 MW, con una produzione media stimata di 48 GWh, la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2018. Il parco beneficerà della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni;
  - EPURON Energies Renouvelables S.a.s., titolare di una pipeline di circa 750 MW, così suddivisa:
    - Wave I, cui fanno capo 5 progetti in stato avanzato di sviluppo per complessivi 101 MW, il cui processo autorizzativo in corso prevede l'accesso alla tariffa FIP 2016 e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2021;
    - Wave II, cui fanno capo 5 progetti in stato intermedio di sviluppo per complessivi 143 MW, il cui processo autorizzativo è in fase istruttoria e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2022;
    - Wave III, cui fanno capo progetti "early stage" per una capacità complessiva di oltre 500 MW, la cui entrata in esercizio è prevista successivamente al 2022.

Nell'ambito della transazione è compreso un team di 12 persone, con una solida, pluriennale esperienza nello sviluppo di progetti greenfield, che andranno ad integrare l'attuale presenza di ERG in Francia portandola ad un totale di 45 persone fra tecnici dedicati alla gestione degli asset e professionisti dedicati allo sviluppo della potenza installata.

Il prezzo complessivo riconosciuto in termini di Enterprise Value è pari a 57 milioni di Euro, di cui circa 17 milioni di Euro relativi al Project Financing in essere al 31 dicembre 2017. L'accordo, con riferimento alla pipeline, prevede anche un meccanismo di "earn-out" in favore del Seller per un importo massimo di circa 5 milioni di Euro.

In data 15 maggio 2018 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione da Impax New Energy Holding Cooperatief W.A.

Le società saranno consolidate dal 30 giugno 2018

- In data **27 aprile 2018 ERG**, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato un accordo con Global Wind Power France, società del gruppo Global Wind Power Europe e Fred Olsen Renewables, per l'acquisizione dalla società Wind 1019 GmbH del 100% del capitale di WP France 10 S.a.s., società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico da 6,9 MW. Il progetto ha già ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione, la connessione alla rete è prevista nel 4Q 2021 e l'entrata in esercizio entro dicembre 2021.

Il parco sarà ubicato nel nord della Francia, in prossimità di altri parchi eolici ERG, e beneficerà della tariffa incentivata per 15 anni (FIP 2016). La produzione attesa è di circa 15 GWh/anno.

L'investimento stimato per la realizzazione del parco è di circa 10 milioni di Euro, inclusivo del corrispettivo pagato per l'acquisto del progetto.

L'operazione consente ad ERG di continuare a sviluppare il proprio portafoglio in territorio francese, coerentemente con gli obiettivi di crescita previsti dal Piano Industriale, realizzando sinergie con l'adiacente progetto in fase di costruzione di Vallée de l'Aa di 13 MW, di cui rappresenta un'estensione.

- In data **1° maggio 2018** la società di diritto tedesco Windpark Linda GmbH & Co. KG, che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania, acquisita da ERG nel corso del primo trimestre, si è aggiudicata nell'asta dedicata all'eolico on-shore, 21,6 MW di nuova potenza eolica, pari al 10% della potenza gestita localmente. L'entrata in esercizio del parco, la cui costruzione è iniziata nel corso del secondo trimestre 2018, e la cui produzione stimata a regime è di circa 50 GWh annui, pari a circa 39 kt di emissione di CO<sub>2</sub> evitata all'anno, è prevista entro il secondo semestre 2019.

Attraverso questo importante risultato che conferma la validità della propria strategia industriale per lo sviluppo estero, ERG continua la crescita organica in uno dei più importanti Paesi Europei per lo sviluppo dell'eolico, in linea con quanto previsto nel Business Plan 2018-2022.

## Solare

In data **12 gennaio 2018** ERG ha perfezionato l'**acquisizione di 30 impianti fotovoltaici**, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh.

Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

L'enterprise value dell'operazione è stato pari a circa 335 milioni di Euro. Gli asset sono stati 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 alla data di acquisizione.

La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2018: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation del solare, si rimanda a quanto commentato nella Sezione "Prospetti contabili e Indicatori Alternativi di Performance".

In considerazione del commentato ingresso nel business solare, a partire dalla presente Relazione è consolidata integralmente anche ISAB Energy Solare S.r.l. (1 MW), società già del Gruppo, precedentemente valutata con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative.

## Cessione partecipazione TotalErg

Si ricorda che 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 risultato pari a 273 milioni che include, oltre al corrispettivo sopra indicato, anche i dividendi straordinari distribuiti nel 2017 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.

Per una migliore comprensione dei dati commentati nel presente documento si segnalano in particolare i seguenti impatti:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 144 milioni in relazione al corrispettivo incassato nel 2018;
- la rilevazione del già commentato credito verso api S.p.A. per 36 milioni. Tale credito è incluso nell'indebitamento finanziario in quanto componente differita del prezzo di cessione.

Non si segnalano impatti a Conto Economico nel semestre in quanto nel Bilancio Consolidato 2017 la partecipazione era stata valutata in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5 rilevando pertanto, già nell'esercizio 2017, gli effetti economici dell'operazione.

## ERG IN BORSA

Al 29 giugno 2018<sup>8</sup> il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 18,73 Euro, in crescita (+21,6%) rispetto a quella della fine dell'anno 2017, a fronte di una diminuzione nello stesso periodo del FTSE All Share (-1,5%), del FTSE Mid Cap (-4,0%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-0,9%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 15,08 Euro (2 gennaio) ed un massimo di 20,34 Euro (14 maggio).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 29 giugno:

<b>Prezzo dell'azione</b>	<b>Euro</b>
Prezzo di riferimento al 29.06.18	18,73
Prezzo massimo (14.05.18) <sup>(1)</sup>	20,34
Prezzo minimo (02.01.18) <sup>(1)</sup>	15,08
Prezzo medio	17,98

<sup>(1)</sup> intesi come prezzi minimo e massimo registrati nel corso della giornata, pertanto non coincidenti con i prezzi ufficiali e di riferimento alla stessa data

<b>Volumi scambiati</b>	<b>N. azioni</b>
Volume massimo (11.04.18)	4.438.532
Volume minimo (19.02.18)	67.856
Volume medio	404.148

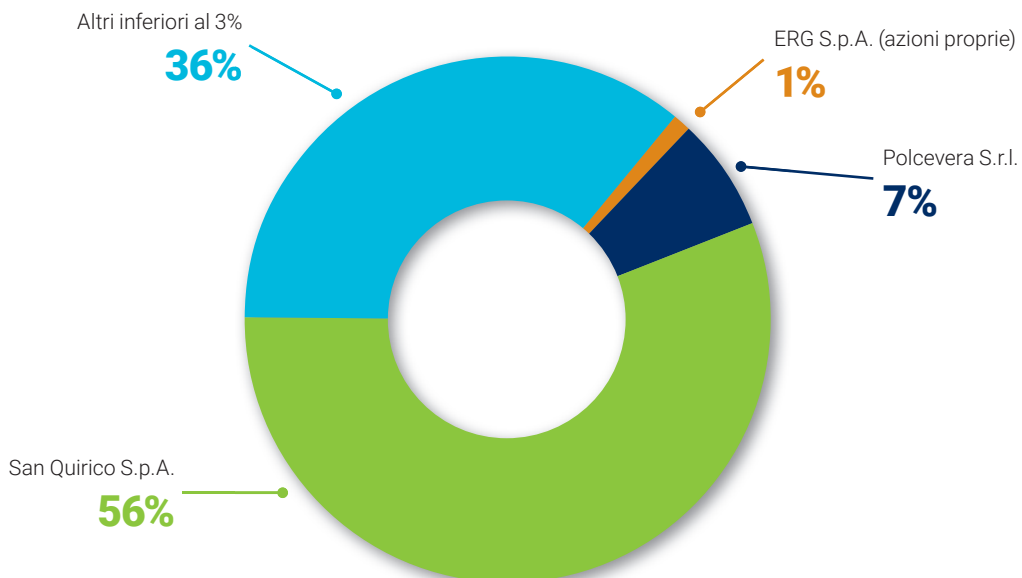
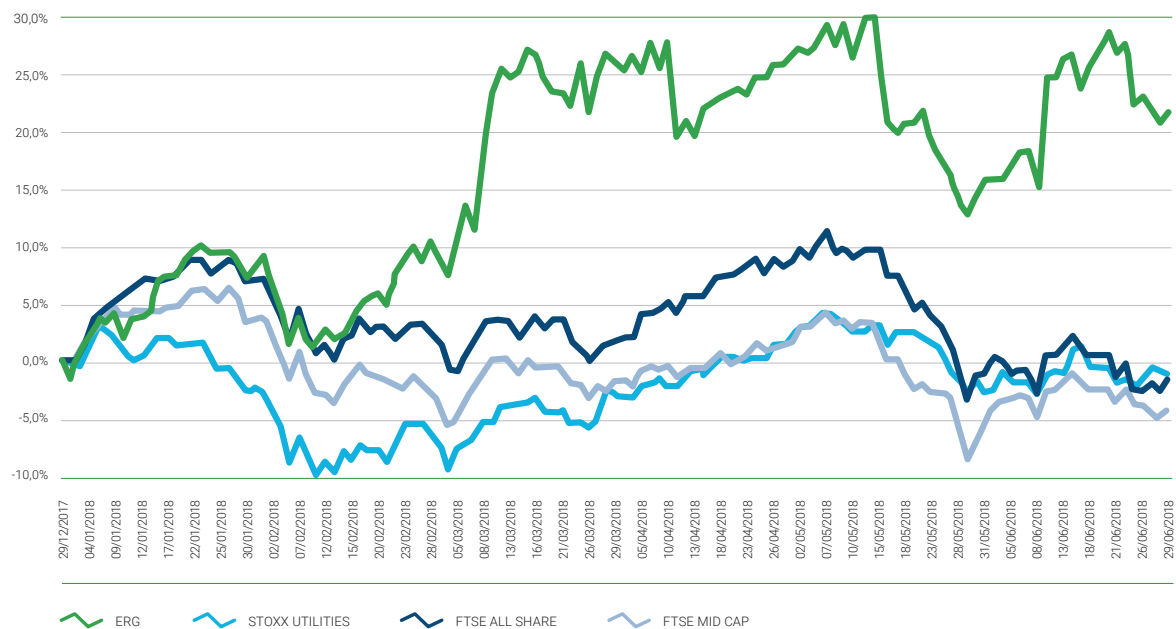
La capitalizzazione di borsa al 29 giugno ammonta a circa 2.869 milioni di Euro (2.315 milioni alla fine del 2017).

Il numero medio di azioni in circolazione nel primo semestre 2018 è stato di 148.816.800.

<sup>8</sup> Ultimo giorno disponibile per il primo semestre 2018.

## ANDAMENTO DEL TITOLO ERG E STRUTTURA AZIONARIA

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap - Variazioni % dal 29.12.2017 al 29.06.2018



## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
10 gennaio 2018	Corporate	<b>Cessione</b> del 51% delle azioni di <b>TotalErg S.p.A.</b> e del 51% delle quote di Total Italia S.r.l. L'operazione si è conclusa a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust competente ed al completamento della scissione del ramo di azienda relativo al settore Lubrificanti di TotalErg S.p.A. a favore di Total Italia S.r.l.	<a href="#">Comunicato stampa TotalErg del 10.01.2018</a>
12 gennaio 2018	Solare	<b>Acquisizione</b> 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 <b>ForVei S.r.l.</b> , nono operatore <b>fotovoltaico</b> in Italia con una capacità totale installata di 89 MW.	<a href="#">Comunicato Solare 12.01.2018</a>
12 gennaio 2018	Eolico Germania	<b>Acquisizione</b> del 100% del capitale di Windpark Linda GmbH & Co. KG, società che detiene i <b>permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania</b> della potenza di 21,6 MW ed una produzione stimata a regime di circa 50 GWh annui.	<a href="#">Comunicato 15.01.2018</a>
07 marzo 2018	Corporate	Approvazione <b>Piano strategico 2018-2022</b> .	<a href="#">Comunicato Piano 07.03.2018</a>
21 marzo 2018	Eolico Francia	<b>Acquisizione</b> da <b>Vent d'Est S.a.s.</b> del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici in Francia per una capacità complessiva di 16,25 MW.	<a href="#">Comunicato Vent d'Est 21.03.2018</a>
6 aprile 2018	Eolico Francia	<b>Sottoscrizione accordo</b> con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., per l'acquisizione in Francia di due parchi eolici (26 MW) e di una pipeline di circa 750 MW. Il closing dell'operazione si è perfezionato in data <b>15 maggio 2018</b> .	<a href="#">Comunicato 06.04.2018</a>
23 aprile 2018	Corporate	L' <b>Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A.</b> nomina il nuovo Consiglio di Amministrazione, conferma Edoardo Garrone alla Presidenza e delibera il pagamento di un dividendo di 1,15 Euro per azione di cui 0,40 Euro straordinario. Il Consiglio di Amministrazione conferma Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo, Giovanni Mondini Vicepresidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.	<a href="#">Comunicato 23.04.2018</a>
27 aprile 2018	Eolico Francia	<b>Sottoscrizione accordo</b> con Global Wind Power France per l'acquisizione del 100% del capitale di WP France S.a.s., società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico in Francia da 6,9 MW.	<a href="#">Comunicato 27.04.2018</a>
18 maggio 2018	Eolico Germania	<b>Windpark Linda GmbH &amp; Co. KG</b> , società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico in Germania si è aggiudicata nell'asta del 1° maggio, dedicata all'eolico onshore, 21,6 MW di nuova potenza eolica.	<a href="#">Comunicato WindPark Linda 18.05.2018</a>

## SINTESI DEI RISULTATI

Anno 2017 restated	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2018	2017 restated
<b>PRINCIPALI DATI ECONOMICI</b>			
1.056	Ricavi della gestione caratteristica	516	534
<b>472</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>277</b>	<b>258</b>
<b>220</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>140</b>	<b>133</b>
207	Risultato netto	105	72
207	di cui Risultato netto di Gruppo	105	72
<b>117</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>76</b>	<b>72</b>
<b>PRINCIPALI DATI FINANZIARI</b>			
<b>3.110</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.275</b>	<b>3.267</b>
1.877	Patrimonio netto	1.809	1.753
1.233	Indebitamento finanziario netto totale <sup>(2)</sup>	1.466	1.514
1.115	di cui Project Financing non recourse <sup>(3)</sup>	1.223	1.206
40%	Leva finanziaria	45%	46%
<b>45%</b>	<b>EBITDA MARGIN %</b>	<b>54%</b>	<b>48%</b>
<b>DATI OPERATIVI</b>			
<b>1.814</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	MW	<b>1.791</b>
3.613	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh	1.931
<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	MW	<b>480</b>
2.453	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	1.054
<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	MW	<b>527</b>
1.144	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	1.001
<b>n.a.</b>	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	MW	<b>90</b>
n.a.	Produzione di energia elettrica da impianti solari	milioni di kWh	64
<b>11.747</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	milioni di kWh	<b>7.085</b>
54	Investimenti <sup>(4)</sup>	milioni di Euro	447
<b>714</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	Unità	<b>737</b>
<b>RICAVI NETTI UNITARI</b>			
144,0	Eolico Italia	Euro/MWh	123,2
96,4	Eolico Germania	Euro/MWh	93,4
88,3	Eolico Francia	Euro/MWh	87,0
45,5	Eolico Polonia	Euro/MWh	52,4
62,5	Eolico Bulgaria	Euro/MWh	71,2
57,8	Eolico Romania	Euro/MWh	50,0
97,9	Eolico UK	Euro/MWh	100,4
n.a.	Solare	Euro/MWh	290,3
109,1	Idroelettrico	Euro/MWh	99,1
45,5	Termoelettrico	Euro/MWh	37,3

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici adjusted con l'esclusione pertanto degli special items. I dati comparativi 2017 restated non tengono conto dei risultati adjusted di TotalErg, ceduta nel gennaio 2018. Inoltre, coerentemente con quanto rappresentato nella Relazione sulla Gestione del Bilancio 2017, i risultati di Brockaghboy Windfarm Ltd., ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati esposti nell'Attività ordinaria sia nei dati 2018 sia nei dati comparativi 2017.

(1) non include gli special items e le relative imposte teoriche correlate

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

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

(4) in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono gli investimenti M&A pari a 425 milioni effettuati nel 1° semestre 2018 per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania. Nell'anno 2017 gli investimenti M&A erano pari a 39,5 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo DIF in Germania.

## RISULTATI PER SETTORE

Anno 2017 restated	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2018	2017 restated
	<b>RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA ADJUSTED</b>		
445	Eolico	210	232
n.a.	Solare	19	n.a.
137	Idroelettrico	100	76
473	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	187	226
38	Corporate	17	20
(37)	Ricavi infrasettori	(17)	(20)
1.056	<b>Totale ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>516</b>	<b>534</b>
	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED</b>		
316	Eolico	159	170
n.a.	Solare	16	n.a.
94	Idroelettrico	80	54
78	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	30	40
(16)	Corporate	(8)	(6)
472	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>277</b>	<b>258</b>
	<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>		
(160)	Eolico	(81)	(79)
n.a.	Solare	(10)	n.a.
(58)	Idroelettrico	(29)	(29)
(31)	Termoelettrico	(15)	(16)
(3)	Corporate	(1)	(1)
(252)	<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(136)</b>	<b>(126)</b>
	<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		
156	Eolico	78	91
n.a.	Solare	6	n.a.
35	Idroelettrico	51	25
48	Termoelettrico <sup>(1)</sup>	14	24
(19)	Corporate	(9)	(7)
220	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>140</b>	<b>133</b>
	<b>INVESTIMENTI<sup>(2)</sup></b>		
75	Eolico	97	60
n.a.	Solare	345	n.a.
6	Idroelettrico	1	1
10	Termoelettrico	2	4
3	Corporate	1	1
94	<b>Totale investimenti</b>	<b>447</b>	<b>66</b>

(1) include contributo Energy Management

(2) includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti M&A

## COMMENTO AI RISULTATI DEL SEMESTRE

---

Nel primo semestre 2018 i ricavi della gestione caratteristica sono pari a 516 milioni, in diminuzione rispetto ai 534 milioni del 2017 principalmente per il venir meno di un importante contratto bilaterale a fine 2017 in parte compensato dalla variazione di perimetro.

Il **marginе operativo lordo adjusted** si attesta a 277 milioni, superiore rispetto ai 258 milioni registrati nel 2017. La variazione positiva di 19 milioni riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-11)**: margine operativo lordo pari a 159 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (170 milioni), in conseguenza dei minori risultati dei parchi eolici in Italia (-16 milioni), dovuti principalmente alle minori produzioni incentivate (72% del totale rispetto al 86% del 2017) e al minor valore dell'incentivo unitario (99 Euro/MWh rispetto ai 107 Euro/MWh), oltre che agli oneri di sbilanciamento. I minori risultati in Italia sono stati solo in parte compensati dai migliori risultati all'estero (+5 milioni) che riflettono le maggiori capacità installate in Francia nonché il contributo del parco eolico di Brockaghboy in UK nel primo trimestre.
- **Solare (+16)**: margine operativo lordo pari a 16 milioni, in linea con le previsioni, relativo agli impianti acquisiti a inizio 2018 da ForVei, di cui 15 milioni per ricavi da conto energia e 4 milioni da ricavi a mercato, al netto di circa 3 milioni di costi fissi relativi principalmente a costi di operation & maintenance.
- **Idroelettrico (+26)**: margine operativo lordo di 80 milioni (54 milioni nel 2017), in forte crescita rispetto all'esercizio precedente che tra l'altro beneficiava per 8 milioni del recupero di incentivi pregressi legati all'annullamento della revoca IAFR di alcuni impianti. La performance ha beneficiato di un'elevata idraulicità registrata nel periodo, in particolare a partire dal mese di marzo.
- **Termoelettrico (-10)**: il risultato del termoelettrico, pari a 30 milioni, in diminuzione di 10 milioni rispetto ai 40 milioni del primo semestre 2017 a seguito prevalentemente del minor contributo ai risultati dei Titoli di Efficienza Energetica che nel primo semestre 2017 avevano beneficiato per circa 11 milioni della rivalutazione dei titoli maturati nel 2016 e venduti nel 2017. Inoltre i risultati hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO<sub>2</sub>.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 140 milioni (133 milioni nel primo semestre 2017) dopo ammortamenti per 136 milioni in aumento di 11 milioni a seguito principalmente dei nuovi investimenti nel Solare (126 milioni nel 2017).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 76 milioni, in lieve crescita rispetto al risultato di 72 milioni del primo semestre 2017 restated, in conseguenza dei già commentati maggiori risultati operativi e di maggiori oneri finanziari relativi al finanziamento della nuova capacità produttiva acquisita.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 105 milioni (72 milioni nel primo semestre 2017 restated) e riflette, oltre che i già commentati maggiori risultati operativi netti la plusvalenza relativa alla cessione di Brockaghboy.

Nel primo semestre 2018 gli **investimenti** sono stati **447 milioni** (66 milioni nel primo semestre 2017) e si riferiscono principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia (345 milioni di Euro), di due parchi eolici in Francia (12 milioni) e dall'acquisizione delle società eoliche francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni). Inoltre nel periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 21 milioni** di cui il 80% nel settore Eolico (76% nel 2017), principalmente relativi allo sviluppo del parco Linda in Germania, il 10% nel settore Termoelettrico (14% nel 2017), il 5% nel settore Idroelettrico (5% nel 2017) e il 10% nel settore Corporate (4% nel 2017), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a **1.466 milioni**, in aumento (234 milioni) rispetto al 31 dicembre 2017 e riflette principalmente gli investimenti del periodo (447 milioni), la distribuzione dei dividendi (171 milioni) e il pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti Oil di anni pregressi (42 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (175 milioni), dall'incasso del corrispettivo di cessione di TotalErg (180 milioni) e di Brockaghboy (106 milioni).



# RISULTATI DEL SEMESTRE - BUSINESS

## MERCATO DI RIFERIMENTO

### Scenario prezzi

Anno 2017		1° semestre	
		2018	2017
<b>Scenario prezzi (Euro/MWh)</b>			
<b>Italia</b>			
54,0	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) <sup>(1)</sup>	53,8	51,2
54,4	Prezzo energia elettrica zona Nord	53,1	51,7
54,1	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	53,5	51,2
51,6	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	54,1	48,8
49,8	Prezzo energia elettrica zona Sud	53,2	47,5
51,5	Prezzo energia elettrica Sardegna	53,6	48,7
60,8	Prezzo energia elettrica Sicilia	60,3	56,8
63,5	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	60,9	58,7
107,3	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	99,0	107,3
<b>Estero</b>			
45,0	Francia (Energia Elettrica base load)	40,4	44,4
34,2	Germania (Energia Elettrica base load)	35,8	35,5
45,0	Polonia	63,4	43,0
36,5	di cui (Energia Elettrica base load)	47,5	35,7
8,5	di cui Certificati d'Origine	15,8	7,3
39,3	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	33,8	38,5
106,2	Romania (EE base load + 1 "certificato verde" nel 2018 e 2 CV nel 2017)	66,0	106,4
48,2	di cui Energia Elettrica base load	36,6	48,1
29,0	di cui Certificato Verde	29,4	29,2
93,6	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	105,5	91,4
44,7	di cui Energia Elettrica base load	54,2	42,7
54,4	di cui ROC	57,0	54,1

(1) Prezzo Unico Nazionale

## Mercato Italia - Domanda e produzioni

Anno 2017		1° semestre	
		2018	2017
	<b>Mercato Italia <sup>(1)</sup> (GWh)</b>		
320.438	Domanda	158.622	157.428
2.441	Consumo pompaggi	1.340	1.290
37.761	Import/Export	23.847	18.314
285.118	Produzione interna <sup>(2)</sup>	136.115	140.404
	di cui		
199.500	<i>Termoelettrica</i>	86.181	96.879
37.530	<i>Idroelettrica</i>	26.045	19.074
5.785	<i>Geotermica</i>	2.861	2.899
17.492	<i>Eolica</i>	9.615	8.803
24.811	<i>Fotovoltaico</i>	11.413	12.749

(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

La domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale nel primo semestre 2018 è stata pari a 158,6 TWh, in lieve aumento (+1%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2017. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 9,1 TWh, in lieve diminuzione (-0,3%) rispetto al primo semestre 2017, 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 21,8 TWh (-0,5%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 136,1 TWh, in diminuzione del 3% rispetto all'analogo periodo del 2017, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 23,8 TWh (+30% rispetto al primo semestre 2017).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 63% da centrali termoelettriche e per il restante 37% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 19% dall'idroelettrico, per il 8% dal fotovoltaico, per il 7% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo semestre 2017 risulta in crescita la produzione idroelettrica (+37%) ed eolica (+9%), mentre hanno registrato un decremento la produzione termoelettrica (-11%), fotovoltaica (-10%) e geotermica (-1%).

## VENDITE DEL GRUPPO

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

Nel corso del primo semestre 2018, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 7,1 TWh (6,1 TWh nell'analogo periodo del 2017), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 4,1 TWh (3,6 TWh nell'analogo periodo del 2017), di cui circa 0,8 TWh all'estero e 3,3 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,1% della domanda di energia elettrica in Italia (1,8% nel primo semestre 2017).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella<sup>9</sup> seguente:

### FONTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

Anno 2017		1° semestre	
		2018	2017
2.117	Wind - produzione eolica Italia	1.151	1.078
1.496	Wind - produzione eolica Estero	779	730
n.a.	Solare - produzione fotovoltaica	64	n.a.
2.453	CCGT - produzione termoelettrica	1.054	1.175
1.144	Hydro - produzione idroelettrica	1.001	652
4.536	ERG Power Generation - acquisti	3.035	2.430
<b>11.747</b>	<b>Totale</b>	<b>7.085</b>	<b>6.065</b>

### VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)

Anno 2017		1° semestre	
		2018	2017
539	Energia elettrica venduta a clienti captive	272	262
2.015	Energia elettrica venduta a IREN	0	999
7.697	Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	6.033	4.074
1.496	Energia elettrica venduta all'estero	779	730
<b>11.747</b>	<b>Totale</b>	<b>7.085</b>	<b>6.065</b>

L'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia 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.

Nel corso del primo semestre 2018 sono state inoltre effettuate vendite di vapore<sup>10</sup> per 344 migliaia di tonnellate (397 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2017).

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

## EOLICO

Il Gruppo ERG opera nel settore eolico attraverso le proprie società titolari di parchi eolici in Italia e all'estero. 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 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 e dalla regolamentazione dei mercati organizzati dell'energia.

### POTENZA INSTALLATA (MW)

Anno 2017		1° semestre		Δ	Δ%
		2018	2017		
<b>1.093</b>	<b>Italia</b>	<b>1.093</b>	<b>1.094</b>	<b>-2</b>	<b>0%</b>
	di cui				
247	Campania	247	247	0	0%
120	Calabria	120	120	0	0%
249	Puglia	249	249	0	0%
79	Molise	79	79	0	0%
89	Basilicata	89	89	0	0%
198	Sicilia	198	198	0	0%
111	Sardegna	111	111	0	0%
0	Altre	0	2	-2	-100%
<b>722</b>	<b>Estero</b>	<b>698</b>	<b>674</b>	<b>24</b>	<b>4%</b>
	di cui				
216	Germania	216	216	0	0%
252	Francia	276	252	24	10%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
48	UK	0	0	0	n.a.
<b>1.814</b>	<b>Potenza installata complessiva a fine periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>1.791</b>	<b>1.768</b>	<b>23</b>	<b>1%</b>

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 giugno 2018, pari a 1.791 MW, è in aumento di 23 MW rispetto al dato al 30 giugno 2017 a seguito dell'acquisizione nel 2018 di 3 parchi eolici in Francia (24,3 MW, di cui 8 MW a partire da fine semestre e quindi senza impatto sui margini del periodo), al netto della dismissione di due piccoli impianti non operativi nel nord Italia (1,6 MW).

Si ricorda inoltre che il primo semestre 2018 ha beneficiato anche del contributo del parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW) sino alla data di cessione del 7 marzo.

## Sintesi dei risultati adjusted del periodo

### RISULTATI ECONOMICI

Anno 2017		1° semestre	
		2018	2017
445	Ricavi della gestione caratteristica	210	232
316	Margine operativo lordo adjusted <sup>(1)</sup>	159	170
(160)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(81)	(79)
156	Risultato operativo netto adjusted <sup>(1)</sup>	78	91
35	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	97	60
71%	EBITDA Margin % <sup>(2)</sup>	76%	73%
3.613	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	1.931	1.809

(1) non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

(2) rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

La riduzione dei **ricavi** consolidati, pari a circa 22 milioni, è dovuta principalmente al minore valore unitario dell'incentivo (da 107,3 a 99,0 Euro/MWh), cui si aggiungono minori produzioni incentivate rispetto all'analogo periodo del 2017. Si segnala in particolare che, rispetto al primo semestre 2017, non risultano più incentivati ulteriori 137 GWh di produzione, per un controvalore economico teorico pari a 13,4 milioni.

Tali effetti negativi, così come quello degli sbilanciamenti, sono stati in parte compensati dalle maggiori produzioni, anche incentivate, da un maggiore prezzo di vendita dell'energia elettrica in Italia.

Per quanto riguarda i **ricavi netti unitari in Italia** nel primo semestre 2018, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex "certificati verdi") e altre componenti minori, per ERG in Italia è stato pari a 123,2 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 149,8 Euro/MWh del primo semestre del 2017 a seguito della attesa e già commentata minore incidenza dei ricavi da incentivo.

Si ricorda infine 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. Di conseguenza, diversamente 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.

### RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2017		1° semestre			
		2018	2017	Δ	Δ%
144,0	Eolico Italia	123,2	149,8	(27)	-18%
96,4	Eolico Germania	93,4	94,7	(1)	-1%
88,3	Eolico Francia	87,0	88,6	(2)	-2%
45,5	Eolico Polonia	52,4	40,8	12	28%
62,5	Eolico Bulgaria	71,2	78,9	(8)	-10%
57,8	Eolico Romania	50,0	63,1	(13)	-21%
97,9	Eolico UK	100,4	n.a.	n.a.	n.a.

Le vendite dei parchi esteri sono concentrate in particolare in Francia e in Germania, i cui ricavi netti unitari sono rispettivamente pari a 87,0 Euro/MWh e 93,4 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni), ed in misura minore in Bulgaria, Romania e Polonia, oltre che fino a inizio marzo in Irlanda del Nord. Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Polonia (+28%) grazie al significativo incremento del prezzo di

cessione dei "certificati di origine" ed in Romania (-21%) a seguito della riduzione della componente incentivata che a partire dal 2018 viene riconosciuta per la metà dei "certificati verdi" spettanti nel 2017.

Il contributo alla produzione dei parchi eolici all'estero è stato di circa 779 GWh (+7%).

#### PRODUZIONE (GWh)

Anno 2017		1° semestre		Δ	Δ%
		2018	2017		
<b>2.117</b>	<b>Italia</b>	<b>1.151</b>	<b>1.078</b>	<b>73</b>	<b>7%</b>
	di cui				
489	Campania	253	246	8	3%
238	Calabria	122	118	4	4%
531	Puglia	265	273	-9	-3%
167	Molise	87	88	-2	-2%
183	Basilicata	101	93	8	8%
299	Sicilia	205	155	50	32%
209	Sardegna	118	105	13	13%
<b>1.496</b>	<b>Estero</b>	<b>779</b>	<b>730</b>	<b>49</b>	<b>7%</b>
	di cui				
369	Germania	178	176	2	1%
491	Francia	296	244	52	21%
248	Polonia	112	121	-9	-7%
157	Bulgaria	74	78	-4	-5%
201	Romania	91	112	-21	-19%
29	UK	29	0	29	n.a.
<b>3.613</b>	<b>Produzioni complessive parchi</b>	<b>1.931</b>	<b>1.809</b>	<b>122</b>	<b>7%</b>

Nel primo semestre 2018 la **produzione di energia elettrica** da fonte eolica è stata pari a 1.931 GWh, in aumento rispetto al primo semestre 2017 (1.809 GWh), con una produzione in crescita circa del 7% in Italia (da 1.078 GWh a 1.151 GWh) ed in aumento del 7% all'estero (da 730 GWh a 779 GWh). La crescita delle produzioni in Italia (+73 GWh) è legata a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nel primo semestre 2017 sostanzialmente in tutte le regioni e particolarmente in Sicilia e Sardegna, eccetto la Puglia ed in misura minore il Molise.

Per quel che riguarda l'estero, l'aumento di +49 GWh è attribuibile al contributo, sino al 7 marzo 2018, dell'impianto in Irlanda del Nord (29 GWh) oltre che alle maggiori produzioni in Francia che hanno beneficiato anche delle produzioni degli impianti francesi (Vent d'Est) per 17 GWh non presenti nell'analogo periodo del 2017; tali maggiori produzioni all'estero sono state in parte mitigate da minori produzioni nell'Europa dell'Est (-34 GWh) rispetto alle produzioni particolarmente elevate riscontrate in Bulgaria e Romania nel primo semestre 2017.

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		1° semestre		Δ
		2018	2017	
<b>22%</b>	<b>Italia</b>	<b>24%</b>	<b>23%</b>	<b>2%</b>
	di cui			
23%	Campania	24%	23%	1%
23%	Calabria	23%	23%	1%
24%	Puglia	25%	25%	-1%
24%	Molise	25%	26%	-1%
24%	Basilicata	26%	24%	2%
17%	Sicilia	24%	18%	6%
21%	Sardegna	24%	22%	3%
<b>25%</b>	<b>Estero</b>	<b>25%</b>	<b>25%</b>	<b>0%</b>
	di cui			
19%	Germania	19%	19%	0%
22%	Francia	25%	22%	3%
35%	Polonia	32%	34%	-2%
33%	Bulgaria	32%	33%	-2%
33%	Romania	30%	37%	-7%
<b>23%</b>	<b>Load Factor<sup>(1)</sup></b>	<b>25%</b>	<b>24%</b>	<b>1%</b>

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

Nel 2018 il load factor complessivo, pari al 25%, è risultato in lieve incremento rispetto a quanto registrato nel 2017, con un incremento dal 23% al 24% in Italia e stabile al 25% all'estero.

Nei dati sopra citati non si include il dato relativo agli impianti in Irlanda del Nord a seguito della già commentata cessione in data 7 marzo 2018 dell'impianto da 47,5 MW.

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

## MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno 2017		1° semestre		Δ	Δ%
		2018	2017		
<b>241</b>	<b>Italia</b>	<b>116</b>	<b>132</b>	<b>(16)</b>	<b>-12%</b>
<b>76</b>	<b>Estero</b>	<b>43</b>	<b>38</b>	<b>5</b>	<b>14%</b>
	di cui				
25	Germania	12	12	0	0%
30	Francia	18	15	2	16%
5	Polonia	4	2	2	148%
6	Bulgaria	4	4	0	2%
8	Romania	3	6	(3)	-53%
2	UK	3	(0)	3	n.a.
<b>316</b>	<b>Totale</b>	<b>159</b>	<b>170</b>	<b>(11)</b>	<b>-6%</b>

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2018 è pari complessivamente a 159 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (170 milioni), a seguito dei minori risultati

riscontrati in Italia principalmente per il già commentato ed atteso calo degli incentivi, in parte compensato da una performance superiore di 5 milioni all'estero, di cui 4 milioni attribuibili alla maggiore capacità.

L'**EBITDA margin** è risultato complessivamente pari al 76%, confermandosi su un valore assoluto elevato ed in crescita rispetto al precedente esercizio, nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, grazie all'apporto dei nuovi parchi eolici all'estero.

## Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2018 (97 milioni) si riferiscono principalmente all'acquisizione da Vent d'Est S.a.s. del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW, all'acquisizione e ai costi di sviluppo del progetto Linda per la realizzazione di un parco eolico in Germania della potenza di 21,6 MW e all'acquisizione, finalizzata nel secondo trimestre 2018, di due parchi eolici in Francia, di cui uno già operativo di 8 MW, uno in costruzione di 18 MW e una società titolare di una pipeline a diversi stadi di sviluppo di circa 750 MW.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

### • **Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi"**

Con la Deliberazione 32/2018/R/EFR del 25 gennaio 2018 l'Autorità ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2018 (FIP 2018), il valore medio annuo registrato nel 2017 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 53,14 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2018, 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 98,95 Euro/MWh.

### • **Incremento dei costi dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: Delibera 342/2016 dell'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente) 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).

Il 27 giugno 2016 l'ARERA ha pubblicato la Delibera 342/2016/E/eel, con cui ha avviato un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive 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'ARERA, nel mese di settembre 2016 sono state recapitate 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 in alcuna misura sussistenti le condizioni per l'emissione degli stessi.



Ad aprile 2017 sono state comunicate dall'ARERA, 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 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 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. Sulla base delle delibere adottate dall'ARERA, Terna ha provveduto alla quantificazione dell'importo da restituire, il cui impatto economico è ritenuto non significativo. Le società coinvolte hanno provveduto ad impugnare, nelle opportune sedi giurisdizionali, sia le delibere dell'ARERA che la quantificazione effettuata da Terna.

- **Moratoria sviluppo eolico e solare in Sicilia**

Lo scorso 11 maggio è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana la Legge per la stabilità finanziaria per il 2018 recante, all'art. 17, il blocco per 120 giorni a partire dall'11 maggio delle autorizzazioni relative a impianti eolici e fotovoltaici in attesa di un adeguato strumento di pianificazione che consenta di verificare gli effetti sul paesaggio e sull'ambiente correlati alla realizzazione di tali impianti di produzione di energia elettrica. La moratoria avrà scadenza il prossimo 8 settembre 2018.

Il Consiglio dei Ministri italiano, nella seduta del 6 luglio, ha deliberato di impugnare la citata Legge siciliana, individuando per la materia in questione il contrasto con i principi costituzionali di libertà di iniziativa economica e di tutela della concorrenza.

## GERMANIA

- **Estensione dell'obbligo di possesso dell'autorizzazione per la partecipazione delle "Cooperative" alle aste eoliche**

Lo scorso 29 giugno è entrata in vigore la modifica alla legge sulle fonti energetiche rinnovabili che prolunga la sospensione dell'esenzione per le «cooperative energetiche di cittadini» (Bürgerenergiegenossenschaft) dall'obbligo di presentazione ad asta di progetti preventivamente autorizzati.

La sospensione, mirata a determinare un level playing field con gli operatori industriali, sarà protratta fino a tutto il 2019.

- **Seconda asta wind onshore 2018**

Il 1° maggio 2018 si è chiusa la registrazione alla seconda asta eolica onshore del 2018 della Germania.

Gli esiti dell'asta, pubblicati il 17 maggio, hanno mostrato un valore medio del prezzo di aggiudicazione pari a 5,73 Euro cent/kWh. Per la prima volta, il contingente disponibile non è stato completamente aggiudicato, fermandosi al 90% del totale.

Il Gruppo ERG è risultato tra gli aggiudicatari con un progetto eolico onshore di 21,6 MW.

## BULGARIA

- **Modifica del sistema di incentivazione**

Da gennaio 2019, gli impianti eolici incentivati con FIT passano a FIP, calcolata come differenza tra la FIT di riferimento e il prezzo medio di mercato aggiustato sul profilo dell'eolico.

## POLONIA

- **Prevista nuova asta per eolico onshore**

Per effetto dell'approvazione di un emendamento al RES Act del 29 giugno 2018, per l'anno in corso è stata prevista un'asta in cui potranno partecipare i nuovi impianti eolici onshore per un contingente di potenza di circa 1 GW. ERG detiene in Polonia una pipeline ready to build di circa 36 MW che possiede i requisiti regolatori per poter partecipare a tale asta.

Tale emendamento, intervenendo altresì sulla individuazione delle componenti delle turbine eoliche rilevanti ai fini della determinazione della Real Estate Tax, ha ripristinato con effetti retroattivi dal 1° gennaio 2018 la modalità di tassazione immobiliare dei parchi eolici già vigente fino al 1° gennaio 2017.

## ROMANIA

- **Approvati emendamenti alla normativa sull'incentivazione delle fonti rinnovabili**

Il 26 giugno 2018 sono stati approvati emendamenti alla normativa sull'incentivazione delle fonti rinnovabili che hanno modificato alcune regole dell'Emergency Ordinance 24/2017. I principali riguardano l'incremento del cap annuale di spesa sui consumatori finali, in funzione del quale viene definita dall'Autorità di Regolazione la quota d'obbligo per i soggetti obbligati all'acquisto; è stata introdotta la possibilità per il produttore che beneficia dei "certificati verdi" di passare ad un sistema di incentivazione di tipo Feed In Premium (proposta da sottoporre all'approvazione della Commissione Europea); il vincolo, per i soggetti obbligati, di acquistare almeno il 50% dei CV sul mercato spot, fatti salvi gli effetti di contratti bilaterali preesistenti.

## SOLARE

A partire dal gennaio 2018 ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh attraverso 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

I risultati di seguito esposti includono il contributo di ISAB Energy Solare S.r.l., società già del Gruppo, precedentemente valutata con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative (capacità installata inferiore ad 1 MW e produzione annua di circa 1 GWh, attraverso pannelli solari installati in Sicilia presso il sito di Priolo).

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

#### RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestrale	
		2018	2017
n.a	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>19</b>	<b>n.a</b>
n.a	<b>Margine operativo lordo adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>16</b>	<b>n.a</b>
n.a	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(10)	n.a
n.a	<b>Risultato operativo netto adjusted<sup>(1)</sup></b>	<b>6</b>	<b>n.a</b>
n.a	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	345	n.a
n.a	<b>EBITDA Margin %<sup>(2)</sup></b>	<b>86%</b>	<b>n.a</b>
n.a	<b>Produzioni complessive impianti solari(GWh)</b>	<b>64</b>	<b>n.a</b>

(1) non includono gli special items come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

(2) rapporto del margine operativo lordo adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

Le produzioni nel periodo sono pari a circa 64 GWh ed il relativo load factor pari al 16%.

I **ricavi** del primo semestre 2018 sono pari complessivamente a 19 milioni, di cui 15 milioni relativi a ricavi da conto energia e 4 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel primo semestre 2018 i relativi **ricavi netti unitari** sono complessivamente pari a 290 Euro/MWh, di cui 236 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 53 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2018 è pari complessivamente a 16 milioni, di cui 19 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 4 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione, in linea con le aspettative.

L'**EBITDA margin** è risultato complessivamente pari all'86%.

### Investimenti

Gli investimenti del periodo si riferiscono all'acquisizione di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030. L'enterprise value dell'operazione è stato pari a circa 345 milioni di Euro.

### Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Per quanto attiene al blocco delle autorizzazioni per l'installazione di impianti eolici e solari in Sicilia, si rimanda all'ultimo punto dell'omologo paragrafo del capitolo Eolico.

## IDROELETTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica 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.

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 D.M. 23/6/2016.

### Sintesi dei risultati adjusted del periodo

Si riporta di seguito il contributo apportato dagli asset idroelettrici ai risultati del Gruppo, 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.

#### RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2018	2017
137	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	100	76
94	<b>Margine operativo lordo adjusted<sup>(1)</sup></b>	80	54
(58)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(29)	(29)
35	<b>Risultato operativo netto adjusted<sup>(1)</sup></b>	51	25
6	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	1
69%	<b>EBITDA Margin %</b>	80%	72%
1.144	<b>Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)</b>	1.001	652

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

Nel corso del primo semestre 2018 i ricavi, pari a 100 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 56 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex "certificati verdi") per 40 milioni oltre a ricavi da MSD per 3 milioni.

I costi, complessivamente pari a 19 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del primo semestre 2018 è risultato pari a 80 milioni (54 milioni nel primo semestre 2017), in forte aumento di 26 milioni principalmente grazie alla elevata idraulicità per 33 milioni e nonostante il 2017 avesse beneficiato di ricavi per incentivi pregressi per 7,8 milioni.

I prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica, superiore al prezzo unico nazionale per la dinamica dei prezzi zonalis 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 unitario inferiore a quello del 2017 e pari a circa 99 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (1.001 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti mi-

nor, pari complessivamente a circa 99 Euro/MWh (101 Euro/MWh nel primo semestre 2017 esclusi i già commentati recuperi di incentivi pregressi).

L'EBITDA margin del primo semestre 2018 è risultato complessivamente pari all'80% in significativa crescita rispetto al 72% del primo semestre 2017.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 44% rispetto al 29% del primo semestre 2017, beneficia della elevata idraulicità riscontrata (produzione di 1.001 GWh nel primo semestre 2018, in aumento sia rispetto al corrispondente periodo del 2017 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 D.M. 23/6/2016.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 537, 532 e 133 metri s.l.m., con un progressivo innalzamento rispetto ai livelli al 31 dicembre 2017 (rispettivamente 526, 524 e 131 metri s.l.m.) per effetto delle persistenti piovosità e nevosità nel periodo.

## Investimenti

Gli investimenti dell'idroelettrico, pari a 1,2 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

### • Aumento sovracanone idroelettrico BIM

Dopo l'adeguamento dell'importo del sovracanone rivierasco per derivazioni idroelettriche dello scorso dicembre 2017, il 23 gennaio 2018 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Direttoriale che determina l'adeguamento del sovracanone per i Bacini Imbriferi Montani (BIM) dovuto dai concessionari idroelettrici per il periodo biennio 2018-2019.

In attuazione delle disposizioni contenute nel Collegato ambientale alla Legge di Stabilità 2016, tale sovracanone è stato unificato a 30,67 Euro/kW per tutte le derivazioni di potenza superiori ai 220 kW, mentre fino al precedente biennio 2015-2017 era differenziato per potenze comprese tra 220 e 3.000 kW e superiori a 3.000 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 Euro/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 é stato proposto ricorso in Cassazione, attualmente in attesa di fissazione dell'udienza da parte della Corte.

- **Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi"**

Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico.

- **Servizi di dispacciamento dell'energia elettrica: Delibera 342/2016 dell'ARERA e provvedimenti successivi**

Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico.

## TERMOELETTTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica 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 risultati adjusted del periodo

#### RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2018	2017
2017			
473	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	187	226
78	<b>Margine operativo lordo adjusted<sup>(1)</sup></b>	30	40
(31)	Ammortamenti e svalutazioni <sup>(1)</sup>	(15)	(16)
48	<b>Risultato operativo netto adjusted<sup>(1)</sup></b>	14	24
10	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	4
17%	<b>EBITDA Margin %</b>	16%	18%
2.453	<b>Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)</b>	1.054	1.175

(1) i dati esposti non includono gli special items come indicati nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

Nel corso del primo semestre 2018 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.054 GWh, in diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2017 (1.175 GWh) a fronte di un contesto di mercato meno favorevole con margini netti di generazione in calo per effetto della progressiva crescita dei prezzi della CO<sub>2</sub> e del gas naturale nel periodo non ancora riflessi nei prezzi di vendita. Tale trend è stato in linea con quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

La fornitura netta di vapore ai clienti captivi del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 344 migliaia di tonnellate, in diminuzione del 13% rispetto alle 397 migliaia di tonnellate del primo semestre 2017.

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti interne di utenza (RIU) di cui al paragrafo sugli aggiornamenti normativi e regolatori, la totalità della produzione di energia elettrica di ERG Power è destinata al mercato catturando il prezzo zonale Sicilia, mentre l'energia elettrica destinata alla copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo che rientra dal 2018 nella normativa ex RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso al Prezzo Unico Nazionale. Nel primo semestre 2017, ante normativa RIU, circa un quarto delle produzioni era destinato ai clienti di sito, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo adjusted del primo semestre 2018 è risultato pari a 30 milioni (40 milioni nel primo semestre 2017). La diminuzione del risultato è attribuibile al minor contributo al risultato dei Titoli di Efficienza Energetica spettanti all'impianto CCGT in quanto qualificato come cogenerativo ad alto rendimento, che nel 2017 avevano beneficiato per circa 11 milioni della rivalutazione dei Titoli maturati nell'anno precedente.

Inoltre i risultati hanno risentito dell'andamento meno profittevole dello spark spread in quanto i prezzi dell'energia non incorporano ancora appieno l'aumento del costo del gas e della CO<sub>2</sub>.

## Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2018 (2 milioni) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

### • Titoli di efficienza energetica

Ad aprile 2017 è stato pubblicato il D.M. 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 data 15 febbraio 2018, il Gestore dei Mercati Energetici, su disposizione del Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato una modifica urgente alle Regole di Funzionamento del Mercato dei TEE prevedendo che le sessioni di mercato passino da settimanali a mensili, con l'obiettivo di limitare la volatilità dei prezzi. L'ARERA, con deliberazione 139/2018/R/EFR del 9 marzo 2018 ha approvato la modifica disposta dal GME.

Nel mese di luglio è stato pubblicato il D.M. 10 maggio 2018, contenente ulteriori modifiche al sistema dei TEE. Le principali disposizioni hanno riguardato misure per la semplificazione dell'accesso al sistema di incentivazione, l'introduzione, dal 1° giugno 2018, di un cap pari a 250 Euro/TEE al Contributo Tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati all'acquisto di TEE e, infine, la possibilità per il GSE di emettere TEE virtuali (non associati ad alcuno specifico progetto) per sopperire a contingenti deficit di offerta nel mercato.

### • 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) 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'ARERA 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'ARERA, con Delibera 15/2018/R/com del 18 gennaio 2018, ha adeguato la normativa di settore alle citate disposizioni legislative.



## INCENTIVE FRAMEWORK

### INCENTIVI SETTORE EOLICO

#### Italia

- **Impianti entrati in esercizio prima del 2013:** feed-in premium (FIP) pari a  $(180 \text{ Euro/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  dove  $P^{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
- **Impianti entrati in esercizio dal 2013:** assegnazione incentivi tramite partecipazione ad aste al ribasso. Durata incentivo: 20 anni.

#### Germania

- **Impianti in esercizio entro luglio 2014:** tariffa di tipo feed-in tariff (FIT) e, su base opzionale, tariffa di tipo FIP più un "management premium" (EEG 2012).
- **Impianti entrati in esercizio da agosto 2014 a dicembre 2016:** tariffa di tipo FIP (EEG 2014).
- **Impianti autorizzati entro la fine del 2016 e in esercizio entro il 2018:** previsto un periodo di transizione durante il quale è possibile continuare a beneficiare delle tariffe previste dall'EEG 2014 di valore decrescente in relazione all'effettiva nuova potenza installata nel periodo.
- **Impianti entrati in esercizio dal 2017 in poi:** incentivi di tipo FIP assegnati tramite aste al ribasso (EEG 2017).

#### Francia

- **Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015:** feed-in tariff (FIT) erogata per 15 anni, 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. 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.
- **Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016:** feed-in premium (FIP). La FIP è articolata in più componenti: complément de rémunération, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia.
- **Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti:** il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW.

#### Bulgaria

- 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 Tchergera). 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 Euro/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.

#### Polonia

- **Impianti in esercizio entro luglio 2016:** Certificati d'Origine (CO). La Substitution Fee, penale che si applica in caso di inadempienza dell'obbligo di acquisto dei CO, è calcolata sulla base della media annuale ponderata dei prezzi dei CO registrata nell'anno precedente, incrementata del 25%. Per l'anno 2018, a seguito della chiusura delle contrattazioni del 2017, la penale è fissata in 48,53 PLN/MWh.

---

**Romania**

- Green certificates per la durata di 15 anni con assegnazione differita rispetto alla produzione elettrica sottostante. In particolare:
    - a) periodo di recupero dei "certificati verdi" (CV) trattenuti dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017 (che deve avvenire a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
    - b) 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 Euro/MWh (da 57 Euro/MWh) e 29,4 Euro/MWh (da 27 Euro/MWh);
  - la quota d'obbligo in capo ai consumatori di energia elettrica, 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 Euro/MWh;
  - a partire da settembre 2017 sono stati creati due mercati centralizzati "anonimi" per lo scambio dei CV: il mercato centralizzato anonimo a termine dei contratti bilaterali di CV (PCTCV) e il mercato centralizzato anonimo spot di "certificati verdi" (CV).
- 

**INCENTIVI SETTORE SOLARE**


---

**Italia**

- Gli incentivi per impianti Fotovoltaici sono corrisposti attraverso una tariffa FIP sull'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.
  - Le disposizioni contenute nel D.M. 17/10/2014 hanno previsto, entro novembre 2014, l'obbligo per i produttori di scegliere tra varie modalità di rimodulazione degli incentivi:
    - a) estensione del periodo di incentivazione di ulteriori 4 anni con contestuale riduzione dell'incentivo unitario di un valore tra il 17% e 25%, a seconda del periodo di vita residuo del diritto agli incentivi;
    - b) un iniziale periodo di riduzione degli incentivi seguito da un successivo periodo di incremento degli stessi per un ammontare equivalente;
    - c) riduzione secca applicata per tutto il restante periodo di incentivazione e variabile tra il 6% e l'8% a seconda della taglia dell'impianto.
- 

**IDROELETTRICO**


---

**Italia**

- Impianti entrati in esercizio prima del 2013: feed-in premium (FIP) pari a  $(180 \text{ Euro/MWh} - P^{-1}) \times 0,78$  dove  $P^{-1}$  è il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. Durata incentivo: 15 anni.
  - Impianti entrati in esercizio dal 2013: assegnazione tariffa onnicomprensiva tramite accesso diretto per gli impianti idroelettrici di potenza inferiore a 250 kW, se rientrano in determinate casistiche. Durata incentivo: 20 anni
- 

**TERMOELETTRICO (Cogenerazione)**


---

**Italia**

- La Cogenerazione ad Alto Rendimento - CAR (Cogenerazione di energia elettrica e calore utile) è incentivata tramite il riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica - TEE (Certificati Bianchi), rilasciati per 10 anni sulla base del risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore. I TEE sono scambiati in un mercato organizzato gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) ovvero attraverso contrattazione bilaterale tra operatori
-

## AGGIORNAMENTI NORMATIVI E ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL PERIODO

### Unione Europea

#### • Nuova direttiva ETS

Lo scorso 19 marzo 2018 è stata pubblicata sulla G.U.E. la Direttiva (UE) 2018/410 che modifica la direttiva 2003/87/CE (nota come Direttiva ETS). Gli Stati membri dovranno recepire il provvedimento entro il 9 ottobre 2019.

La norma è finalizzata a disciplinare la quarta fase dell'Emission Trading System (2021-2030), sostenendo in modo più efficace la riduzione delle emissioni e promuovendo gli interventi di decarbonizzazione dell'economia.

Per ottenere tale risultato, vengono introdotte alcune principali misure:

- il Fattore di Riduzione Lineare del monte quote messo annualmente a disposizione dagli Stati Membri è incrementato al 2,2% (contro l'attuale 1,74%);
- il meccanismo della MSR (Market Stability Reserve) viene potenziato mediante il raddoppio per i primi 5 anni della quota di eccedenze da porre a riserva, per poi tornare all'attuale 12% dal 2024 al 2030.

### Italia

#### • XVIII legislatura

Lo scorso 4 marzo 2018 si sono tenute le elezioni politiche per la composizione della XVIII legislatura.

Il primo partito risultante dalle elezioni è il Movimento 5 Stelle che ha ottenuto il 32,68% dei voti alla Camera e il 32,22% al Senato, mentre la coalizione che detiene la maggioranza dei seggi in entrambe le Camere è la Coalizione di Centro Destra (CDX).

Il partito più votato è risultato la Lega (17,37% Camera e 17,63% Senato) seguito da Forza Italia (14% Camera e 14,43% Senato) e Fratelli d'Italia (4,35% Camera e 4,26% Senato).

Il 24 marzo sono stati eletti - grazie a un accordo tra Movimento 5 Stelle, Lega, Forza Italia e Fratelli d'Italia - i nuovi presidenti di Senato e Camera: si tratta rispettivamente di Maria Elisabetta Alberti Casellati di Forza Italia e Roberto Fico del Movimento 5 Stelle.

#### • Formazione nuovo Governo

Dopo oltre 80 giorni dalle elezioni il Movimento 5 Stelle e la Lega hanno raggiunto l'accordo per la formazione del primo Governo della XVIII Legislatura.

Il 1° giugno 2018 il Consiglio dei Ministri ha prestato giuramento davanti al Presidente della Repubblica presso il palazzo del Quirinale, mentre la fiducia del Parlamento è stata ricevuta tra il 5 ed il 6 giugno.

Presidente del Consiglio è stato nominato il prof. Giuseppe Conte, professore di Diritto privato alla facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Firenze e avvocato.

Vicepresidenti del Consiglio dei Ministri sono stati nominati Matteo Salvini, leader della Lega, e Luigi Di Maio, capo politico del Movimento 5 Stelle e Vicepresidente della Camera nella precedente legislatura.

- **ARERA; proroga attuale consiliatura**

Il 10 aprile 2018 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 83 il Decreto Legge di proroga dell'attuale consiliatura a guida dell'ARERA.

Sulla base del provvedimento, i componenti del collegio dell'Autorità continuano ad esercitare le proprie funzioni limitatamente agli atti di ordinaria amministrazione o indifferibili, fino alla nomina dei nuovi componenti e comunque non oltre il novantesimo giorno dall'insediamento del Governo (inizio settembre 2018).

Il Decreto è stato convertito in Legge il 31 maggio scorso, con la Legge 31 maggio 2018 n. 64, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 131 dell'8 giugno.

# PROSPETTI CONTABILI

## CONTO ECONOMICO ADJUSTED

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli special items. Come già indicato nelle Premesse, sono esposti i dati comparativi restated per tenere conto della variazione di perimetro legata a TotalErg e dell'applicazione dell'IFRS 15.

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

(Milioni di Euro)		1° semestre	
		2018	2017 restated
Ricavi della gestione caratteristica	<b>1</b>	515,7	534,2
Altri ricavi e proventi	<b>2</b>	14,1	4,7
<b>RICAVI TOTALI</b>		<b>529,8</b>	<b>538,9</b>
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	<b>3</b>	(139,7)	(171,4)
Costi per servizi e altri costi operativi	<b>4</b>	(82,8)	(77,5)
Costi del lavoro		(30,6)	(31,8)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>276,7</b>	<b>258,2</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	<b>5</b>	(136,2)	(125,6)
<b>Risultato operativo netto</b>		<b>140,5</b>	<b>132,6</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	<b>6</b>	(37,8)	(34,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	<b>7</b>	0,0	(0,0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>102,7</b>	<b>98,5</b>
Imposte sul reddito	<b>8</b>	(27,1)	(26,1)
<b>Risultato d'esercizio</b>		<b>75,6</b>	<b>72,5</b>
Risultato di azionisti terzi		(0,1)	0,0
<b>Risultato netto di Gruppo</b>		<b>75,5</b>	<b>72,5</b>

### 1 - Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e, a partire dal gennaio 2018, da impianti solari. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo e a clienti tramite contratti bilaterali. In particolare l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia 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). Si segnalano infine le vendite di altre utilities e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo.
- dagli incentivi relativi alla produzione dei parchi eolici in funzione, delle centrali idroelettriche e degli impianti solari.

I ricavi del primo semestre 2018 sono pari a 516 milioni in lieve diminuzione rispetto ai 534 milioni del primo semestre 2017. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-22 milioni) del **settore Eolico** legato prevalentemente a minori incentivi in Italia e Romania parzialmente compensati da maggiori produzioni, da un maggiore prezzo di vendita dell'energia elettrica in Italia e dalle attività di copertura eseguite da Energy Management (210 milioni verso 232 milioni);
- il nuovo contributo del **settore Solare**, consolidato a partire dal gennaio 2018 (19 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte aumento rispetto al corrispondente semestre dell'anno precedente (+25 milioni) a seguito dell'elevata idraulicità del periodo (100 milioni verso 76 milioni);
- il decremento (-39 milioni) del **settore Termoelettrico** legato a minori vendite a clienti finali (187 milioni verso 226 milioni).

## 2 - Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi e i recuperi di spese, i riaddebiti minori verso terzi e i contributi in conto esercizio. L'aumento degli altri ricavi e proventi rispetto al primo semestre 2017 è principalmente dovuto alla rilevazione di sopravvenienze attive derivanti dalla chiusura di partite pregresse.

## 3 - 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 primo semestre 2018 sono pari a 140 milioni in diminuzione di circa 30 milioni rispetto all'analogo periodo del 2017 principalmente per minori costi per acquisti di gas e energia elettrica in corrispondenza di minori vendite a clienti.

La variazione delle rimanenze, legata ai magazzini ricambi, risulta non significativa.

## 4 - 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 convenzioni con enti locali, 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.

## 5 - Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici, agli impianti del settore idroelettrico, all'impianto CCGT e nel primo semestre 2018 agli impianti solari.

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione degli impianti solari ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia nel primo semestre 2018.

## 6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo semestre 2018 sono pari a 38 milioni, in aumento rispetto ai 34 milioni del 2017, principalmente per l'aumento del debito a medio-lungo termine a causa della variazione del perimetro di consolidamento. Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel semestre si è attestato in media al 3,1% rispetto al 3,2% del 2017. La remunerazione della liquidità investita, includendo anche il credito verso api, è stata in linea con quella del primo semestre del 2017.

La voce include anche gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio di fluttuazione dei tassi.

Si precisa che gli oneri finanziari netti adjusted qui commentati non includono componenti positive (special items) pari a 4 milioni relativi ai proventi finanziari rilevati, in base all'IFRS 9, in riferimento ad operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti.

## 7 - Proventi (oneri) da partecipazioni netti

Nel corso del primo semestre il Gruppo ha ceduto la partecipazione in Brockaghboy Windfarm Ltd. realizzando una plusvalenza pari a 27 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie. La plusvalenza e le altre componenti di Conto Economico associate alla cessione della partecipazione sono considerate special item e pertanto non sono riflesse nella qui commentata riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti" del conto economico adjusted.

Si ricorda infine che in data 10 gennaio 2018 il Gruppo ha ceduto la propria partecipazione in TotalErg: ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo i risultati adjusted<sup>11</sup> della partecipata precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto. Nel primo semestre 2017 tale contributo risultava positivo per 15 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).

## 8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2018 sono pari a 27 milioni in linea con quelle del corrispondente semestre del 2017.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 26% (26% nel primo trimestre 2017).

<sup>11</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

Lo Stato Patrimoniale Riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio obbligatorio, indicato nelle Note al Bilancio pubblicate in occasione della relazione finanziaria annuale e della relazione finanziaria semestrale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento. Tali schemi sono comunque coerenti con quelli di bilancio obbligatori

Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

30/06/2017	(Milioni di Euro)		30.06.2018	30.12.2017
3.320,3	Capitale immobilizzato	<b>1</b>	3.343,8	3.260,8
210,1	Capitale circolante operativo netto	<b>2</b>	224,1	150,0
(6,5)	Trattamento di fine rapporto		(5,8)	(6,4)
329,3	Altre attività	<b>3</b>	322,2	278,7
(586,6)	Altre passività	<b>4</b>	(608,9)	(573,0)
<b>3.266,7</b>	<b>Capitale investito netto</b>		<b>3.275,4</b>	<b>3.110,1</b>
1.752,6	Patrimonio netto di Gruppo		1.807,8	1.877,5
0,0	Patrimonio netto di terzi		1,2	0,0
1.514,1	Indebitamento finanziario netto	<b>5</b>	1.466,4	1.232,7
<b>3.266,7</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>		<b>3.275,4</b>	<b>3.110,1</b>
46%	<b>Leva finanziaria</b>		45%	40%

### 1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
<b>Capitale immobilizzato al 31.12.2017</b>	<b>767,5</b>	<b>2.252,2</b>	<b>241,1</b>	<b>3.260,8</b>
Investimenti	4,6	16,8	0,9	<b>22,3</b>
Variazioni area di consolidamento	177,8	203,9	(178,5)	<b>203,2</b>
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,0)	(6,7)	0,4	<b>(6,4)</b>
Ammortamenti	(27,5)	(108,7)	0,0	<b>(136,2)</b>
<b>Capitale immobilizzato al 30.06.2018</b>	<b>922,4</b>	<b>2.357,4</b>	<b>63,9</b>	<b>3.343,8</b>

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce principalmente all'acquisizione degli impianti solari in Italia, di parchi eolici all'estero, alla cessione della partecipazione in TotalErg e del parco eolico di Brockaghboy.

La riga "Disinvestimenti e altre variazioni" comprende le cessioni di immobilizzazioni, gli utilizzi dei ricambi main component e riclassifiche.



## 2 - Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino di parti di ricambio, i crediti per incentivi, i crediti per vendita di energia elettrica, e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica e gas, la manutenzione degli impianti eolici e altri debiti commerciali. La variazione del periodo è legata principalmente alla dinamica stagionale degli incassi relativi agli incentivi oltre che agli effetti della variazione dell'area di consolidamento. Inoltre nel secondo trimestre è stata regolata una posizione debitoria di circa 42 milioni legata ad acquisti Oil di anni precedenti.

## 3 - 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. L'incremento del periodo è legato ai crediti verso erario per IVA.

## 4 - Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni e cespiti), alla stima delle imposte di competenza del periodo ed ai fondi per rischi ed oneri. L'incremento del periodo è legato principalmente alle maggiori imposte differite in relazione all'esercizio provvisorio di Purchase Price Allocation degli asset solari e dei parchi eolici acquisiti in Francia nel corso del semestre.

## 5 - Indebitamento finanziario netto

### RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30.06.2017	(Milioni di Euro)	30.06.2018	31.12.2017
1.841,2	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.844,8	1.788,7
(327,2)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(378,4)	(556,0)
<b>1.514,1</b>	<b>Totale</b>	<b>1.466,4</b>	<b>1.232,7</b>

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

### INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30.06.2017	(Milioni di Euro)	30.06.2018	31.12.2017
669,4	Debiti verso banche a medio-lungo termine	740,7	670,6
0,0	Quota corrente mutui e finanziamenti	(129,9)	(58,6)
120,2	Debiti finanziari a medio-lungo termine	201,5	205,9
<b>789,7</b>	<b>Totale</b>	<b>812,2</b>	<b>817,8</b>
1.206,5	Totale Project Financing	1.222,5	1.114,7
(154,9)	Quota corrente Project Financing	(153,6)	(143,8)
<b>1.051,6</b>	<b>Project Financing a medio-lungo termine</b>	<b>1.068,9</b>	<b>970,9</b>
<b>0,0</b>	<b>Crediti finanziari a lungo termine</b>	<b>(36,4)</b>	<b>0,0</b>
<b>1.841,2</b>	<b>TOTALE</b>	<b>1.844,8</b>	<b>1.788,7</b>

I “Debiti verso banche a medio-lungo termine” al 30 giugno 2018 sono pari a 741 milioni di Euro (671 milioni al 31 dicembre 2017) e si riferiscono 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 S.p.A. (150 milioni), UBI Banca S.p.A. (100 milioni) ed Unicredit S.p.A. (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 del progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);
- un corporate loan con Mediocredito (70 milioni) a fronte dell’estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare, acquisite a inizio anno.

La quota corrente mutui e finanziamenti (130 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopraccitati finanziamenti Corporate.

I “Debiti finanziari a medio-lungo termine”, pari a 202 milioni di Euro, si riferiscono principalmente a:

- passività nette derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 97 milioni (106 milioni al 31 dicembre 2017);
- passività derivante dall’emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni<sup>12</sup>) effettuato nel terzo semestre 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 “Totale Project Financing” (1.223 milioni al 30 giugno 2018) sono relativi a:

- finanziamenti per 54 milioni di Euro erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell’impianto CCGT;
- finanziamenti per 169 milioni di Euro relativi alle neo acquisite società del gruppo ForVei (solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
- finanziamenti per 1.000 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici di cui 386 milioni di Euro relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 56 milioni di Euro. In merito all’acquisizione di ERG Wind si ricorda 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.

<sup>12</sup> Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

A partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo applica l'IFRS 9. Con riferimento ai principali effetti sul Gruppo si precisa che l'applicazione del principio non consente di differire gli effetti economici della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito modificando il tasso di interesse effettivo del debito a quella data: ciò comporta la contabilizzazione di un utile o una perdita immediata alla data della modifica della passività, in contropartita alla riduzione del debito corrispondente. L'applicazione del principio ha comportato la riduzione dei debiti per finanziamenti alla data di transizione (1° gennaio 2018) per 7 milioni in contropartita di un maggiore patrimonio netto di apertura, al netto dei relativi effetti fiscali.

A seguito delle operazioni di rifinanziamento concluse nel periodo, al netto dell'effetto reversal relative alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 30 giugno 2018 risulta essere pari a 12 milioni.

I crediti finanziari a lungo termine pari a 36 milioni si riferiscono alla componente differita del corrispettivo di cessione di TotalErg ad api S.p.A. Tale componente differita è regolata da un vendor loan agreement con scadenza a 5 anni e mezzo, sottoscritto con la stessa api S.p.A.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

#### INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30.06.2017	(Milioni di Euro)	30.06.2018	31.12.2017
41,3	Debiti verso banche a breve termine	43,9	83,0
0,0	Quota corrente mutui e finanziamenti	129,9	58,6
1,8	Altri debiti finanziari a breve termine	4,7	1,7
<b>43,1</b>	<b>Passività finanziarie a breve termine</b>	<b>178,5</b>	<b>143,3</b>
(280,7)	Disponibilità liquide	(432,1)	(679,2)
(108,1)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(124,4)	(28,8)
<b>(388,8)</b>	<b>Attività finanziarie a breve termine</b>	<b>(556,5)</b>	<b>(708,0)</b>
154,9	Project Financing a breve termine	153,6	143,8
(136,3)	Disponibilità liquide	(153,9)	(135,1)
<b>18,6</b>	<b>Project Financing</b>	<b>(0,3)</b>	<b>8,7</b>
<b>(327,2)</b>	<b>TOTALE</b>	<b>(378,4)</b>	<b>(556,0)</b>

La riduzione dei "Debiti verso banche a breve termine" si riferisce ad un parziale rimborso delle linee di credito a breve termine in ERG S.p.A. L'incremento della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" è legato alla sottoscrizione di fondi di investimento.

#### Liability Management

Nel corso del semestre sono state perfezionate alcune operazioni di Liability Management, che contribuiscono al miglioramento delle condizioni economiche e di durata della struttura del debito del Gruppo

In particolare, nel mese di giugno, 5 società del Gruppo operanti nel settore solare, acquisite a inizio anno, hanno estinto anticipatamente gli accordi di leasing relativi ai loro asset sostituendoli con un finanziamento su base Corporate

per circa 70 milioni di Euro, migliorando significativamente le condizioni economiche complessive. Inoltre, sempre nel mese di giugno, ERG Eolica Adriatica S.r.l. ha rifinanziato il contratto di project financing per un ammontare di circa 98 milioni di Euro, con un pool di banche nazionali ed internazionali, ottenendo un miglioramento delle condizioni sia economiche che di durata rispetto al precedente finanziamento.

Le operazioni sopra citate si inquadrano nel più ampio programma di Liability Management eseguito nel primo semestre dell'anno che ha visto nel suo complesso la rinegoziazione di circa 500 milioni di Euro di debito, con una riduzione media ponderata annua del relativo costo pari a circa l'1%, i cui benefici inizieranno a essere rilevati nel corso del secondo semestre del 2018, ed un allungamento dell'attuale duration finanziaria di circa un anno.

## Flussi finanziari

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

	1° semestre	
	2018	2017
Margine operativo lordo adjusted	276,7	258,2
Variazione capitale circolante	(143,4)	(53,7)
<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>133,3</b>	<b>204,5</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(21,4)	(24,2)
Acquisizioni di aziende (business combination)	(425,2)	(39,5)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,9)	15,4
Cessione partecipazione TotalErg	179,5	-
Cessione net assets Brockaghboy	105,7	-
Disinvestimenti e altre variazioni	0,2	-
<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(162,1)</b>	<b>(48,2)</b>
Proventi (oneri) finanziari	(37,8)	(34,0)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,0	(0,1)
<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(37,8)</b>	<b>(34,1)</b>
<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>-</b>	<b>(15,2)</b>
Distribuzione dividendi	(171,1)	(74,4)
Altri movimenti di patrimonio netto	6,2	10,6
<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(164,9)</b>	<b>(63,8)</b>
<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>(2,2)</b>	<b>-</b>
<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.232,7</b>	<b>1.557,2</b>
<i>Variazione netta</i>	233,7	(43,1)
<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.466,4</b>	<b>1.514,1</b>

Il **Cash Flow operativo** del primo semestre 2018 è positivo per 133 milioni, in diminuzione di 71 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2017 principalmente per il pagamento di una posizione debitoria per 42 milioni legata ad acquisti Oil di anni pregressi e da dinamiche stagionali del circolante influenzate anche dall'uscita dall'IVA di Gruppo di TotalErg.

Il **cash flow da investimenti** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di ForVei (345 milioni), di Vent d'Est S.a.s. (12 milioni) e delle società francesi acquisite da Impax New Energy (67 milioni). Per un'analisi dettagliata degli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali effettuati nel periodo si rimanda al relativo capitolo. Il cash flow da disinvestimenti è legato principalmente alla cessione della partecipazione in TotalErg e del parco eolico UK di Brockaghboy.

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

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente all'impatto della distribuzione dei dividendi agli azionisti, agli effetti della transizione all'IFRS 9 alla data di prima applicazione (1° gennaio 2018) al netto dei relativi effetti fiscali e ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce:

- agli effetti del consolidamento integrale di partecipazioni precedentemente rilevate con il metodo del costo in quanto non ancora operative (WP France 6) o di dimensioni non significative (ISAB Energy Solare).

## Consolidamento solare

In data 12 gennaio 2018 ERG ha perfezionato l'acquisizione di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh. Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

ERG ha riconosciuto al venditore un corrispettivo per l'equity di 69,5 milioni di Euro.

In occasione della presente Relazione si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation in base alle informazioni disponibili: coerentemente con quanto indicato dall'IFRS 3 ed in considerazione del ridotto periodo di tempo intercorso tra l'acquisizione e la predisposizione del documento tale esercizio è da considerarsi provvisorio e suscettibile di modifiche ed affinamenti.

Maggiori dettagli, inclusivi di eventuali aggiornamenti prezzo e di attribuzione dei plusvalori, ed i relativi effetti contabili sono indicati nel Bilancio Consolidato Semestrale abbreviato al 30 giugno 2018.

Al riguardo si ricorda che in base a quanto previsto dall'IFRS 3, la valutazione delle attività e passività potrà eventualmente essere oggetto di modifiche nei dodici mesi successivi alla data di acquisizione.

Di seguito è indicato il percorso metodologico utilizzato per il primo consolidamento delle società acquisite così come richiesto dai principi contabili di riferimento.

L'acquisizione è stata rilevata in base alle disposizioni dell'IFRS 3 sulle aggregazioni di imprese; in base a tale principio ai fini di una corretta contabilizzazione dell'operazione è necessario:

- determinare il costo complessivo dell'acquisizione;
- determinare il fair value della attività e passività acquisite;
- allocare, alla data di acquisizione, il costo dell'aggregazione aziendale alle attività acquisite ed alle passività assunte, incluse quelle non rilevate precedentemente all'acquisto;
- rilevare l'eventuale avviamento acquisito nell'aggregazione.

Nella determinazione del fair value delle attività e passività acquisite, le principali differenze individuate si riferiscono alla valutazione:

- delle attività immobilizzate e in particolare delle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica a tariffa incentivata per i parchi solari in esercizio. La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria tramite il supporto di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento;
- delle passività finanziarie relative al derivato di copertura dei tassi di interesse e ai finanziamenti, alcuni dei quali originariamente stipulati a condizioni meno vantaggiose rispetto a quanto attualmente proposto dal mercato.

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo è pari a 343 milioni e si riferisce al corrispettivo di acquisizione (69,5 milioni) e alla posizione finanziaria netta delle società acquisite, comprensiva della passività del fair value dei derivati e dell'effetto negativo derivante dalla valutazione al fair value di alcuni finanziamenti, come sopra già commentato.

## INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

---

### Definizioni

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

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

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

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

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

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

- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine operativo lordo è indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- l'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) al netto dei relativi effetti fiscali;

- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal Resoconto intermedio al 31 marzo 2018 comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A.
- il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- l'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione CONSOB 15519/2006 comprendendo inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg oltre che la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati;
- la **leva finanziaria** è calcolata rapportando i debiti finanziari totali netti (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
  - le svalutazioni significative rilevati sugli asset a esito degli impairment test;
  - i proventi ed i relativi reversal rilevate in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

## Riconciliazione con i risultati economici adjusted

### MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2017	Note	1° semestre	
		2018	2017 restated
457,6	Margine operativo lordo Attività continue	273,4	258,2
2,3	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	3,3	-
459,9	Margine operativo lordo Esclusione Special items	276,7	258,2
	<b>Corporate</b>		
12,4	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie	-	-
472,3	Margine operativo lordo adjusted	276,7	258,2



**AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI**

Anno 2017	Note	1° semestre	
		2018	2017 restated
(250,9)	<b>Ammortamenti attività continue</b>	(135,5)	(125,6)
(1,3)	<i>Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	(0,7)	-
(252,2)	<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	(136,2)	(125,6)
	<i>Esclusione Special Items</i>		
-	<i>- Special Items</i>	-	-
(252,2)	<b>Ammortamenti adjusted</b>	(136,2)	(125,6)

**RISULTATO NETTO DI GRUPPO**

Anno 2017	Note	1° semestre	
		2018	2017 restated
107,9	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	105,1	72,5
	<b>Esclusione Special items</b>		
9,3	<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i>	-	-
-	<i>Esclusione plusvalenza cessione Brockaghboy</i>	(26,2)	-
-	<i>Esclusione proventi netti (IFRS 9) su refinancing</i>	(3,4)	-
117,2	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted</b>	75,5	72,5

1. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono soggetti a quanto richiesto dall'IFRS 5.  
Nella presente Relazione Finanziaria Semestrale, per agevolare la comprensione dei dati, si è ritenuto opportuno esporre e commentare nell'attività ordinaria, i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018-07 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione della gestione del Bilancio 2017.
2. La già commentata cessione di Brockaghboy ha comportato la rilevazione di una plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie che ai fini della presente Relazione è considerata special item.
3. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nel semestre di un provento per circa 4 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, riconoscendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione differiti lungo la durata del debito e non tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi adjusted esposti e commentati nella presente Relazione.

1° SEMESTRE 2018	Schemi di bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno Special items	Conto economico adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	512,8	2,9	-	515,7
Altri ricavi e proventi	13,2	0,9	-	14,1
<b>Ricavi totali</b>	<b>525,9</b>	<b>3,8</b>	<b>-</b>	<b>529,8</b>
Costi per acquisti	(140,3)	(0,0)	-	(140,3)
Variazioni delle rimanenze	0,7	-	-	0,7
Costi per servizi e altri costi operativi	(82,3)	(0,6)	-	(82,8)
Costi del lavoro	(30,6)	-	-	(30,6)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>273,4</b>	<b>3,3</b>	<b>-</b>	<b>276,7</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(135,5)	(0,7)	-	(136,2)
<b>Risultato operativo</b>	<b>137,9</b>	<b>2,6</b>	<b>-</b>	<b>140,5</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(33,0)	(0,6)	(4,2)	(37,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	26,7	(26,7)	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>105,0</b>	<b>28,7</b>	<b>(30,9)</b>	<b>102,7</b>
Imposte sul reddito	(28,2)	(0,2)	1,3	(27,1)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>76,8</b>	<b>28,4</b>	<b>(29,6)</b>	<b>75,6</b>
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>105,2</b>	<b>-</b>	<b>(29,6)</b>	<b>75,6</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>105,1</b>	<b>-</b>	<b>(29,6)</b>	<b>75,5</b>

## Dati comparativi restated 1° semestre 2017

Ai fini della presente Relazione, si è ritenuto opportuno modificare i dati economici comparativi 2017 al fine di tenere conto di quanto di seguito commentato:

- la già commentata **cessione di TotalErg**, perfezionata in data 10 gennaio 2018, che ha segnato la definitiva uscita dal mondo Oil del Gruppo ERG, la cui attività a partire dal 2018 si posiziona pertanto in via esclusiva nel mercato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il confronto dei risultati del 2018 con quelli dei corrispondenti periodi del 2017 risente quindi di tale cambiamento di perimetro: pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo posizionamento strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2017 escludendo risultati adjusted<sup>13</sup> della joint venture TotalErg precedentemente consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti". Nel primo semestre 2017 tale contributo risultava positivo per 15 milioni (+24 milioni nell'intero esercizio 2017).
- a partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione netta (netting) di alcuni costi operativi a riduzione dei ricavi.

<sup>13</sup> Al netto degli special items e degli utili (perdite) su magazzino.

Si presenta di seguito una tabella di sintesi degli effetti descritti di cui sopra:

	1° semestre 2017	Riclassifiche IFRS 15	Storno utili / perdite magazzino TotalErg	Storno impatto TotalErg	1° semestre 2017 adjusted restated
Ricavi della gestione caratteristica	538,3	(4,1)	-	-	534,2
Altri ricavi e proventi	4,7	-	-	-	4,7
<b>Ricavi totali</b>	<b>543,0</b>	<b>(4,1)</b>	-	-	<b>538,9</b>
Costi per acquisti	(171,9)	0,5	-	-	(171,4)
Variazioni delle rimanenze	(0,0)	-	-	-	(0,0)
Costi per servizi e altri costi operativi	(81,1)	3,6	-	-	(77,5)
Costi del lavoro	(31,8)	-	-	-	(31,8)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>258,2</b>	-	-	-	<b>258,2</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(125,6)	-	-	-	(125,6)
<b>Risultato operativo</b>	<b>132,6</b>	-	-	-	<b>132,6</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(34,0)	-	-	-	(34,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	11,9	-	2,9	(14,8)	(0,0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>110,5</b>	-	<b>2,9</b>	<b>(14,8)</b>	<b>98,5</b>
Imposte sul reddito	(26,1)	-	-	-	(26,1)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>84,4</b>	-	<b>2,9</b>	<b>(14,8)</b>	<b>72,5</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato prima degli interessi di terzi</b>	<b>84,4</b>	-	<b>2,9</b>	<b>(14,8)</b>	<b>72,5</b>
Risultato di azionisti terzi	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>84,4</b>	-	<b>2,9</b>	<b>(14,8)</b>	<b>72,5</b>

## FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
12 luglio 2018	Corporate	Conclusione di operazioni di Liability Management per complessivi 500 milioni di Euro	<a href="#">Comunicato stampa 12.07.2018</a>
01 agosto 2018	Eolico UK	Acquisizione del 100% delle quote della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., società di diritto scozzese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia. Il parco sarà costituito da 22 turbine per una capacità autorizzata di 79,2 MW	<a href="#">Comunicato stampa 03.08.2018</a>
2 agosto 2018	Eolico Francia	Acquisizione da Renvico France S.a.s. del 25% del capitale delle società Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. e Parc Eolienne d'Epense S.a.s., titolari di due parchi eolici della capacità complessiva di 16,25 MW. Il Gruppo ERG aveva già acquisito il 75% del capitale delle due società da Vent d'Est Sas lo scorso marzo.	<a href="#">Comunicato stampa 03.08.2018</a>
3 agosto 2018	Solare	Sottoscrizione accordo con Quercus Assets Selection Sarl per la costituzione di una Newco partecipata al 60% da ERG e al 40% da Quercus con l'obiettivo di consolidare il mercato fotovoltaico italiano	<a href="#">Comunicato stampa 03.08.2018</a>

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

---

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

### Eolico

ERG prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind, grazie infatti all'acquisto dei parchi eolici di Melier (8 MW), Voie Sacreè (12 MW), D'Epense (4,25 MW) oltre alla prevista entrata in esercizio in corso d'anno dei parchi in costruzione di Torfou (18 MW) e di Vallée de l'Aa (13 MW) la capacità installata in Francia supererà i 300 MW entro la fine del 2018. Tuttavia per quanto riguarda l'Italia il margine operativo lordo, in linea con le aspettative del Piano Industriale 2018-2022, è previsto in diminuzione a seguito dell'effetto negativo della nuova normativa sugli sbilanciamenti, della progressiva uscita nel corso dell'anno dal sistema incentivante di circa 72 MW e del minor prezzo dell'incentivo il cui valore viene determinato sulla base del prezzo medio dell'energia elettrica registrato nel 2017. All'estero il risultato è previsto essere leggermente superiore all'anno precedente, la maggiore potenza installata in Francia e lo scenario favorevole al Polonia più che compensano il venire meno del doppio certificato verde in Romania. In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso quindi in netta diminuzione.

### Solare

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

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

Si stima per l'intero esercizio 2018 un Margine Operativo lordo di oltre 30 milioni di Euro, in linea con quanto previsto nel Piano Industriale.

### Idroelettrico

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

Il risultato operativo lordo dell'idroelettrico è atteso in decisa crescita.

**Termoelettrico**

ERG nel corso del 2018 continuerà nel miglioramento dell'efficienza operativa dell'impianto CCGT di ERG Power. Si prevedono risultati in netta riduzione a seguito di uno scenario prezzi meno favorevole e dalla riduzione del prezzo dei certificati bianchi, in parte mitigati dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, dai recuperi di efficienza operativa e dall'attività di Energy Management.

Il risultato operativo lordo nel termoelettrico è atteso in diminuzione.

Per quanto riguarda le indicazioni per l'esercizio 2018 si ritiene opportuno, a partire da questa relazione, alla luce delle specifiche caratteristiche del Piano Industriale 2018-2022, esprimere le previsioni sia di Ebitda che di Capex all'interno di un intervallo per meglio riflettere, lato economico, la variabilità della presenza delle risorse naturali (vento, acqua, sole) fonti del portafoglio di produzione e, lato investimenti, la flessibilità nell'avanzamento dei vari progetti di sviluppo, tra cui alcuni per natura meno prevedibili come gli investimenti M&A.

Per l'esercizio 2018 si attende un margine operativo lordo complessivo nell'intervallo compreso tra 490 e 500 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2017 (472 milioni) nonostante un perimetro incentivato in diminuzione nel Wind in Italia e il minor prezzo dell'incentivo sui volumi incentivati sia nel Wind che nell'Hydro. Tali effetti vengono più che compensati dal contributo dei nuovi assets del Solare e dei nuovi parchi nel Wind all'estero, oltre che da una previsione di significativi maggiori volumi nell' Hydro.

Gli investimenti per il 2018 sono attesi nel range compreso tra 520 e 540 milioni di Euro, in crescita rispetto alla precedente indicazione (500 milioni), in quanto inclusivi della stima degli investimenti della NewCo con Quercus nel fotovoltaico in Italia, oltre che del corrispettivo pagato per l'acquisizione del 100% delle quote della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd. titolare delle autorizzazioni per la costruzione di un parco in Scozia da 79 MW.

La generazione di cassa di ERG, sia operativa che derivante dalle dismissioni di TotalErg e Brockaghboy, consentirà di contenere l'incremento dell'indebitamento che si attesterà a circa 1,35 miliardi (1,23 miliardi nel 2017), compensando parzialmente gli investimenti del periodo nonché la distribuzione ordinaria e straordinaria del dividendo a 1,15 Euro per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

Genova, 3 agosto 2018

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone





BILANCIO CONSOLIDATO  
SEMESTRALE ABBREVIATO  
al 30 giugno 2018

## SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

(Migliaia di Euro)	Note	30.06.2018	31.12.2017
Attività immateriali	1	774.182	634.569
Avviamento	2	148.271	125.932
Immobili, impianti e macchinari	3	2.357.406	2.181.860
Partecipazioni:	4	18.097	21.173
- valutate con il metodo del patrimonio netto		12.847	12.787
- altre partecipazioni		5.250	8.385
Altre attività finanziarie non correnti	5	82.656	40.369
Attività per imposte differite	6	131.779	132.861
Altre attività non correnti	7	44.880	47.308
<b>Attività non correnti</b>		<b>3.557.272</b>	<b>3.184.073</b>
Rimanenze	8	20.978	20.597
Crediti commerciali	9	279.897	255.534
Altri crediti e attività correnti	10	145.574	97.573
Attività finanziarie correnti	11	124.006	29.407
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12	585.994	812.992
<b>Attività correnti</b>		<b>1.156.449</b>	<b>1.216.103</b>
<b>Attività operative cessate</b>	<b>38</b>	<b>-</b>	<b>261.069</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>4.713.721</b>	<b>4.661.245</b>
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	13	1.807.815	1.877.466
Partecipazioni di Terzi	14	1.153	-
<b>Patrimonio Netto</b>		<b>1.808.967</b>	<b>1.877.466</b>
Fondi relativi al personale	15	5.838	6.403
Passività per imposte differite	16	298.128	265.257
Altri fondi non correnti	17, 26	145.887	127.801
Passività finanziarie non correnti	18	1.885.072	1.788.714
Altre passività non correnti	19	35.681	40.950
<b>Passività non correnti</b>		<b>2.370.606</b>	<b>2.229.124</b>
Altri fondi correnti	20, 26	47.812	53.242
Debiti commerciali	21	75.978	126.796
Passività finanziarie correnti	22	328.219	287.651
Altre passività correnti	24	82.139	84.808
<b>Passività correnti</b>		<b>534.148</b>	<b>552.497</b>
<b>Passività operative cessate</b>	<b>38</b>	<b>-</b>	<b>2.156</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>4.713.721</b>	<b>4.661.245</b>



## CONTO ECONOMICO

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2018	1° semestre 2017 <sup>(1)</sup>
Ricavi	28	512.767	538.273
Altri proventi	29	13.171	4.738
Costi per acquisti	30	(139.653)	(171.882)
Costi per servizi e altri costi operativi	31	(82.251)	(81.043)
Costi del lavoro	32	(30.611)	(31.817)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>273.423</b>	<b>258.269</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni</b>	<b>33</b>	<b>(135.507)</b>	<b>(125.608)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO NETTO</b>		<b>137.916</b>	<b>132.661</b>
Oneri finanziari	34	(50.116)	(45.378)
Proventi finanziari	34	17.130	11.438
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>	<b>34</b>	<b>(32.987)</b>	<b>(33.941)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	35	60	71
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	35	(30)	(114)
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>	<b>35</b>	<b>30</b>	<b>(43)</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>104.959</b>	<b>98.678</b>
Imposte sul reddito	36	(28.170)	(26.238)
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITA' CONTINUE</b>		<b>76.789</b>	<b>72.440</b>
Risultato attività operative cessate	37	28.432	11.977
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>105.221</b>	<b>84.417</b>
Risultato di azionisti terzi		(118)	-
<b>RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO</b>		<b>105.102</b>	<b>84.417</b>

(Euro)		1° semestre 2018	1° semestre 2017
<b>Risultato netto attività continue per azione</b>	<b>39</b>	0,516	0,487
<b>Risultato netto attività continue per azione diluito</b>	<b>39</b>	0,516	0,487
<b>Risultato netto di Gruppo per azione</b>		0,706	0,567
<b>Risultato netto di Gruppo per azione diluito</b>		0,706	0,567

(1) rispetto a quanto indicato nel Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato pubblicato con la Relazione Semestrale al 30 giugno 2017, sono stati riesposti taluni dati di Conto Economico per tenere conto dell'applicazione del principio contabile IFRS 5 alla cessione della società Brockaghboy Windfarm Ltd. avvenuta in data 7 marzo 2018

## ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2018	1° semestre 2017
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>105.221</b>	<b>84.417</b>
<b>Variazioni che non saranno riclassificate a conto economico</b>		
Variazione attuariale fondo TFR	-	-
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale fondo TFR	-	-
	-	-
<b>Variazioni che saranno riclassificate a conto economico</b>		
Variazioni della riserva di cash flow hedge	(9.595)	17.190
Imposte sul reddito riferite alle variazioni della riserva di cash flow hedge	2.288	(4.126)
	<b>(7.307)</b>	<b>13.064</b>
Variazioni della riserva di traduzione	(3.512)	(1.337)
Imposte sul reddito riferite alle variazioni della riserva di traduzione	667	586
	<b>(2.845)</b>	<b>(751)</b>
<b>Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte</b>	<b>(10.152)</b>	<b>12.313</b>
<b>Risultato netto complessivo del periodo</b>	<b>95.069</b>	<b>96.730</b>
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi	(100)	-
<b>Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo</b>	<b>94.969</b>	<b>96.730</b>

# RENDICONTO FINANZIARIO

(Migliaia di Euro)	Nota	1° semestre 2018	1° semestre 2017
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):</b>			
Risultato netto del periodo		105.221	84.417
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni		135.507	125.652
- Variazione netta degli altri fondi	34	3.511	(337)
- Variazione netta delle attività (passività) per imposte anticipate (differite)	6, 16	(3.619)	8.958
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	32	23	384
- Proventi (oneri) da partecipazioni	36, 38	(26.743)	8.480
- Variazione dei fondi relativi al personale	15	(565)	(222)
<b>Flusso di cassa della gestione corrente</b>		<b>213.334</b>	<b>227.332</b>
<b>- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:</b>			
- Variazione delle rimanenze	8	(340)	(1.374)
- Variazione dei crediti commerciali	9	(6.616)	447
- Variazione dei debiti commerciali	21	(62.553)	(48.370)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	7, 10, 19, 24	(46.365)	9.290
		<b>(115.874)</b>	<b>(40.008)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI ESERCIZIO (A):</b>		<b>97.461</b>	<b>187.324</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):</b>			
Acquisizioni di attività immateriali e avviamento	1, 2	(5.735)	(1.343)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	3	(15.657)	(24.926)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	(42.976)	(4.825)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	1, 3	7.108	(836)
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	4	3.109	-
Impatto vendita Brockaghboy Windfarm Ltd. <sup>(2)</sup>		105.740	-
Disinvestimenti di attività immateriali e avviamento	1, 2	-	-
Disinvestimenti di immobili, impianti e macchinari e relative plus/minusvalenze	3	-	-
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	26	-
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):</b>		<b>51.615</b>	<b>(31.930)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):</b>			
Nuovi finanziamenti non correnti	18, 22	167.616	145.000
Rimborsi di finanziamenti non correnti	18, 22	(252.806)	(255.182)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	22	32.182	37.839
Variazione netta delle altre attività/passività finanziarie correnti	11, 22	(94.599)	46.591
Dividendi corrisposti ad azionisti	41	(171.139)	(74.408)
Altre variazioni di patrimonio netto		(3.511)	13.478
<b>FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):</b>		<b>(322.256)</b>	<b>(86.682)</b>
<b>VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO (D)</b>		<b>(53.818)</b>	<b>(11.930)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO (A+B+C+D)</b>		<b>(226.999)</b>	<b>56.781</b>
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO ATTIVITÀ CONTINUE</b>	12	<b>812.992</b>	<b>360.226</b>
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(226.999)	56.781
<b>DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO</b>		<b>585.994</b>	<b>417.007</b>
		<b>1° semestre 2018</b>	<b>1° semestre 2017</b>
<b>Informazioni aggiuntive del Rendiconto Finanziario</b>			
Pagamento imposte sul reddito <sup>(1)</sup>		-	15.220
Interessi passivi pagati		16.814	14.666

(1) si segnala che nel mese di luglio 2018 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'Erario per circa 8 milioni di Euro a titolo di saldo 2017 e acconto 2018

(2) per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo *Cessione Brockaghboy*

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi <sup>(1)</sup>	Patrimonio netto
<b>SALDO AL 31.12.2016</b>	<b>15.032</b>	<b>1.538.846</b>	<b>175.222</b>	<b>1.729.099</b>	<b>-</b>	<b>1.729.099</b>
Destinazione del risultato 2016	-	175.222	(175.222)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	(74.408)	-	(74.408)	-	(74.408)
Altre variazioni	-	1.166	-	1.166	-	1.166
Risultato 1° semestre 2017	-	-	84.417	84.417	-	84.417
Variazione attuariale fondi relativi al personale	-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	13.064	-	13.064	-	13.064
Variazioni della riserva traduzione	-	(751)	-	(751)	-	(751)
<b>Risultato netto complessivo</b>	<b>-</b>	<b>12.313</b>	<b>84.417</b>	<b>96.730</b>	<b>-</b>	<b>96.730</b>
<b>SALDO AL 30.06.2017</b>	<b>15.032</b>	<b>1.653.138</b>	<b>84.417</b>	<b>1.752.586</b>	<b>-</b>	<b>1.752.586</b>
<b>SALDO AL 31.12.2017</b>	<b>15.032</b>	<b>1.655.619</b>	<b>206.815</b>	<b>1.877.466</b>	<b>-</b>	<b>1.877.466</b>
Rettifica IFRS 9 <sup>(2)</sup>	-	4.978	-	4.978	-	4.978
Destinazione del risultato 2017	-	206.815	(206.815)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	(171.139)	-	(171.139)	-	(171.139)
Piano di stock option	-	1.243	-	1.243	-	1.243
Patrimonio Netto di terzi da acquisizioni	-	-	-	-	1.052	1.052
Altre variazioni	-	297	-	297	-	297
Risultato 1° semestre 2018	-	-	105.102	105.102	118	105.221
Variazione attuariale fondi relativi al personale	-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge	-	(7.289)	-	(7.289)	(18)	(7.307)
Variazioni della riserva traduzione	-	(2.845)	-	(2.845)	-	(2.845)
<b>Risultato netto complessivo</b>	<b>-</b>	<b>(10.134)</b>	<b>105.102</b>	<b>94.968</b>	<b>100</b>	<b>95.068</b>
<b>SALDO AL 30.06.2018</b>	<b>15.032</b>	<b>1.687.678</b>	<b>105.102</b>	<b>1.807.815</b>	<b>1.153</b>	<b>1.808.967</b>

(1) per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 14 - Partecipazioni di terzi

(2) rettifica alla data di applicazione iniziale dell'IFRS 9 (al netto del relativo effetto imposte)

# NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

---

Per ERG si intende ERG S.p.A. e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

## NATURA DEL GRUPPO

L'attività caratteristica del Gruppo ERG consiste nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento principalmente in Italia, Francia e Germania.

## CRITERI DI REDAZIONE

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018, redatto sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stato predisposto in forma sintetica conformemente a quanto previsto dallo IAS 34 "Bilanci intermedi".

In conformità allo IAS 34 il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel Bilancio annuale, per le quali pertanto si rimanda al Bilancio del Gruppo al 31 dicembre 2017.

Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva si è ritenuto preferibile indicare tutti gli importi arrotondati alle migliaia di Euro; di conseguenza, in alcuni prospetti, gli importi totali possono leggermente discostarsi dalla somma degli importi che li compongono.

In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con parti correlate sulle poste patrimoniali, finanziarie ed economiche sono riportati nelle note illustrative. Inoltre, in applicazione della citata delibera, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 è oggetto di revisione contabile limitata come previsto dalla Delibera CONSOB n. 10867 del 31 luglio 1997.

I risultati di tale attività, svolta dalla società KPMG S.p.A., saranno resi pubblici appena disponibili.

## CRITERI DI VALUTAZIONE E PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2017, ad eccezione di quanto prescritto dai principi contabili IFRS 9 e IFRS 15 la cui applicazione è prevista dal 1° gennaio 2018 e all'IFRS 2 con riferimento al nuovo piano di LTI per il quale si rimanda al paragrafo [Operazioni con pagamento basato su azioni](#), come di seguito indicato.

## RESTATEMENT CONTO ECONOMICO PRIMO SEMESTRE 2017

Rispetto a quanto indicato nel Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato al 30 giugno 2017, sono stati riesposti taluni dati di Conto Economico per tenere conto dell'applicazione del principio contabile IFRS 5 alla cessione della società Brockaghboy Windfarm Ltd., ceduta in 7 marzo 2018, e considerata attività operativa cessata.

Il Gruppo adotta l'IFRS 15 e l'IFRS 9 per la prima volta il 1° gennaio 2018 sulla base dei metodi di prima applicazione selezionati, le informazioni comparative non sono state rideterminate. Si riporta qui di seguito la riconciliazione tra il 1° semestre 2017 e il 1° semestre 2017 restated.

	1° semestre 2017	Brockaghboy	1° semestre 2017 restated
Ricavi	538.273	-	538.273
Altri proventi	4.738	-	4.738
Costi per acquisti	(171.882)	-	(171.882)
Costi per servizi e altri costi operativi	(81.114)	71	(81.043)
Costi del lavoro	(31.817)	-	(31.817)
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>258.198</b>	<b>71</b>	<b>258.269</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(125.608)	-	(125.608)
<b>RISULTATO NETTO OPERATIVO</b>	<b>132.590</b>	<b>71</b>	<b>132.661</b>
Oneri finanziari	(45.463)	84	(45.378)
Proventi finanziari	11.438	-	11.438
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>	<b>(34.025)</b>	<b>84</b>	<b>(33.941)</b>
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	71	-	71
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	(114)	-	(114)
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>	<b>(43)</b>	<b>-</b>	<b>(43)</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>98.521</b>	<b>156</b>	<b>98.677</b>
Imposte sul reddito	(26.058)	(180)	(26.238)
<b>RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE</b>	<b>72.464</b>	<b>(24)</b>	<b>72.440</b>
Risultato attività operative cessate	11.953	24	11.977
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>84.417</b>	<b>-</b>	<b>84.418</b>

### Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni IFRS applicati dal 1° gennaio 2018

A partire dal 1° gennaio 2018 è applicato il principio **IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers** con impatti non significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo. In particolare per alcuni contratti ERG è stata identificata come "agent" prevedendo una rappresentazione netta (netting) di alcuni costi operativi a riduzione dei ricavi.

Il Gruppo ha applicato l'IFRS 15 retroattivamente con effetto cumulativo alla data di prima applicazione (ossia, il 1° gennaio 2018). Pertanto, le informazioni relative al 2017 non sono state rideterminate - ovvero, sono presentate secondo lo IAS 18, lo IAS 11 e le relative interpretazioni.

La tabella seguente sintetizza gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 15 sulle singole voci interessate del prospetto del Conto Economico e delle altre componenti del Conto Economico complessivo del Gruppo per il semestre chiuso al 30 giugno 2018.

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2018	Riclassifiche	1° semestre senza considerare l'effetto dell'applicazione dell'IFRS 15
Ricavi	512.767	8.023	520.790
Altri proventi	13.171	-	13.171
<b>Ricavi totali</b>	<b>525.938</b>	<b>8.023</b>	<b>533.961</b>
Costi per acquisti	(139.653)	(5.010)	(144.663)
Costi per servizi e altri costi operativi	(82.251)	(3.013)	(85.264)
Costi del lavoro	(30.611)	-	(30.611)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>273.423</b>	<b>-</b>	<b>273.423</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(135.507)	-	(135.507)
<b>Risultato netto operativo</b>	<b>137.916</b>	<b>-</b>	<b>137.916</b>
<b>Proventi (oneri) finanziari netti</b>	<b>(32.987)</b>	<b>-</b>	<b>(32.987)</b>
<b>Proventi (oneri) da partecipazioni</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>30</b>
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>104.959</b>	<b>-</b>	<b>104.959</b>
Imposte sul reddito	(28.170)	-	(28.170)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>76.789</b>	<b>-</b>	<b>76.789</b>
Risultato netto attività operative cessate	28.432	-	28.432
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>105.221</b>	<b>-</b>	<b>105.221</b>
Risultato di azionisti terzi	(118)	-	(118)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>105.102</b>	<b>-</b>	<b>105.102</b>
<b>Totale Conto Economico complessivo del periodo</b>	<b>95.069</b>	<b>-</b>	<b>95.069</b>

L'applicazione del principio non ha comportato effetti significativi sulla situazione patrimoniale-finanziaria al 30 giugno 2018 e non ha avuto alcun impatto sugli utili portati a nuovo e sulle partecipazioni di terzi al 1° gennaio 2018.

Come sopra descritto la fattispecie individuata che ha condotto ad una diversa contabilizzazione rispetto a quanto effettuato applicando lo IAS 18 si identifica nella Gross or Net presentation (Principal vs Agent), in base alla quale ERG Power Generation S.p.A. si qualifica come Agent con conseguente rappresentazione dei ricavi a valori netti per evidenziare il solo margine di intermediazione, se applicabile.

ERG Power Generation S.p.A. effettua il servizio di somministrazione di energia elettrica a un numero contenuto di clienti. Il corrispettivo per la somministrazione di energia elettrica include sostanzialmente la componente per la vendita della materia prima, la componente per il trasporto dell'energia elettrica e la componente per il dispacciamento dell'energia elettrica di trasporto.

Con riferimento al riaddebito al cliente di taluni oneri di trasporto e degli oneri di dispacciamento addebitati da Terna, ERG Power Generation S.p.A. assume il ruolo di agent in quanto, sussistono diversi requisiti quali la responsabilità primaria dell'esecuzione dei contratti, che incombono sul terzo e l'entità erogante (ERG Power Generation S.p.A.) non ha alcun margine nel fissare i prezzi dei beni o servizi del terzo.

L'effetto di tale cambiamento si traduce in un decremento della voce ricavi della gestione caratteristica per 8 milioni di Euro nel primo semestre 2018 e in un decremento dei correlati oneri classificati in costi per acquisti (5 milioni di Euro) e costi per servizi (3 milioni di Euro). L'applicazione del principio non comporta effetti sul margine operativo lordo.

A partire dal 1° gennaio 2018, inoltre, è stato applicato il principio [IFRS 9 - Financial Instruments](#). L'applicazione del suddetto principio ha introdotto tra gli altri nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie (unitamente alla valutazione delle modifiche non sostanziali delle passività finanziarie), un nuovo modello

di hedge accounting e con riferimento al modello di impairment, e l'effettuazione della stima delle perdite su crediti tramite l'applicazione del modello expected losses.

La tabella seguente sintetizza gli effetti, al netto delle imposte, dell'adozione dell'IFRS 9 sui saldi di apertura delle riserve, degli utili portati a nuovo.

(Migliaia di Euro)	<b>Effetti dell'adozione dell'IFRS 9 sul saldo di apertura</b>
<b>Utili portati a nuovo</b>	
Rilevazione dell'effetto delle modifiche non sostanziali delle passività finanziarie	7.435
Rilevazione delle perdite attese su crediti conformemente all'IFRS 9	(885)
Imposte	(1.572)
<b>Effetti al 1° gennaio 2018</b>	<b>4.978</b>

L'IFRS 9 mantiene le disposizioni dello IAS 39 per la classificazione e la valutazione delle passività finanziarie. Di contro, per le attività finanziarie, il nuovo principio elimina le categorie previste dallo IAS 39, ossia, detenute fino a scadenza, finanziamenti e crediti e disponibili per la vendita.

L'adozione dell'IFRS 9 non ha effetti significativi sui criteri di valutazione applicati dal Gruppo alle passività finanziarie e agli strumenti finanziari derivati.

Gli effetti dell'IFRS 9 sulla classificazione e sulla valutazione delle attività finanziarie sono descritti di seguito.

Secondo l'IFRS 9, al momento della rilevazione iniziale, un'attività finanziaria viene classificata in base alla sua valutazione:

- costo ammortizzato;
- FVOCI (Fair Value through Other Comprehensive Income) - titolo di debito;
- FVOCI (Fair Value through Other Comprehensive Income) - titolo di capitale;
- FVTPL (Fair Value through Profit and Loss).

La classificazione prevista dal principio si basa solitamente sul modello di business dell'entità per la gestione delle attività finanziarie e sulle caratteristiche relative ai flussi finanziari contrattuali dell'attività finanziaria. I derivati incorporati in contratti dove l'elemento primario è un'attività finanziaria che rientra nell'ambito di applicazione del principio non devono mai essere separati. Lo strumento ibrido viene invece esaminato nel suo complesso ai fini della sua classificazione.

Un'attività finanziaria deve essere valutata al costo ammortizzato se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni e non è designata al FVTPL:

- l'attività finanziaria è posseduta nell'ambito di un modello di business il cui obiettivo è il possesso delle attività finanziarie finalizzato alla raccolta dei relativi flussi finanziari contrattuali; e
- i termini contrattuali dell'attività finanziaria prevedono a determinate date flussi finanziari rappresentati unicamente da pagamenti del capitale e dell'interesse sull'importo del capitale da restituire.

Un'attività finanziaria deve essere valutata al FVOCI se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni e non è designata al FVTPL:



- l'attività finanziaria è posseduta nell'ambito di un modello di business il cui obiettivo è conseguito sia mediante la raccolta dei flussi finanziari contrattuali che mediante la vendita delle attività finanziarie; e
- i termini contrattuali dell'attività finanziaria prevedono a determinate date flussi finanziari rappresentati unicamente da pagamenti del capitale e dell'interesse sull'importo del capitale da restituire.

Al momento della rilevazione iniziale di un titolo di capitale non detenuto per finalità di trading, il Gruppo può compiere la scelta irrevocabile di presentare le variazioni successive del fair value nelle altre componenti del conto economico complessivo. Tale scelta viene effettuata per ciascun investimento.

Tutte le attività finanziarie non classificate come valutate al costo ammortizzato o al FVOCI, come indicato in precedenza, sono valutate al FVTPL. Sono compresi tutti gli strumenti finanziari derivati. Al momento della rilevazione iniziale, il Gruppo può designare irrevocabilmente l'attività finanziaria come valutata al FVTPL se così facendo elimina o riduce significativamente un'asimmetria contabile che altrimenti risulterebbe dalla valutazione dell'attività finanziaria al costo ammortizzato o al FVOCI. Fatta eccezione per i crediti commerciali senza una significativa componente di finanziamento che sono valutati inizialmente al prezzo dell'operazione, le attività finanziarie sono valutate inizialmente al fair value più, nel caso di attività finanziarie non valutate al FVTPL, i costi dell'operazione direttamente attribuibili all'acquisizione dell'attività finanziaria.

I criteri di valutazione seguenti si applicano alla valutazione successiva delle attività finanziarie.

<b>Attività finanziarie valutate al FVTPL</b>	Queste attività sono valutate successivamente al fair value. Gli utili e le perdite nette, compresi i dividendi o gli interessi ricevuti, sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio.
<b>Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato</b>	Queste attività sono valutate successivamente al costo ammortizzato in conformità al criterio dell'interesse effettivo. Il costo ammortizzato viene diminuito delle perdite per riduzione di valore. Gli interessi attivi, gli utili e le perdite su cambi e le perdite per riduzione di valore sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio così come gli eventuali utili o perdite da eliminazione contabile.
<b>Titoli di debito valutati al FVOCI</b>	Queste attività sono valutate successivamente al fair value. Gli interessi attivi calcolati in conformità al metodo dell'interesse effettivo, gli utili e le perdite su cambi e le perdite per riduzione di valore sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Gli altri utili e perdite netti sono rilevati nelle altre componenti del conto economico complessivo. Al momento dell'eliminazione contabile, gli utili o le perdite accumulate nelle altre componenti del conto economico complessivo sono riclassificati nell'utile/(perdita) dell'esercizio.
<b>Titoli di capitale valutati al FVOCI</b>	Queste attività sono valutate successivamente al fair value. I dividendi sono rilevati nell'utile/(perdita) d'esercizio a meno che rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. Gli altri utili e perdite nette sono rilevati nelle altre componenti del conto economico complessivo e non sono mai riclassificati nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

La tabella seguente mostra le categorie di valutazione originali previste dallo IAS 39 e quelle introdotte dall'IFRS 9 per ciascun tipo di attività finanziaria del Gruppo al 1° gennaio 2018.

(Migliaia di Euro)	Classificazione originaria conformemente allo IAS 39	Nuova classificazione conformemente all'IFRS 9	Valore contabile originale conformemente allo IAS 39	Nuovo valore contabile conformemente all'IFRS 9
<b>Attività Finanziarie</b>				
Strumenti derivati	Fair value - Strumenti di copertura	Fair value - Strumenti di copertura	19.688	19.688
Titoli finanziari nel circolante	Disponibili per la vendita	FVOCI	137	137
Altri crediti	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	277.742	277.742
Disponibilità liquide	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	812.992	812.992
Crediti commerciali	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	255.534	254.650
Crediti finanziari	Finanziamenti e crediti	Costo ammortizzato	40.369	40.369
Partecipazioni	Fair value	FVTPL	501	501
<b>Totale attività finanziarie</b>			<b>1.406.963</b>	<b>1.406.078</b>

### IFRS 9 - Perdite per riduzione di valore delle attività finanziarie

L'IFRS 9, inoltre, sostituisce il modello della 'perdita sostenuta' ('incurred loss') previsto dallo IAS 39 con un modello previsionale della 'perdita attesa su crediti' ('expected credit loss' o 'ECL'). Il nuovo modello di perdita per riduzione di valore si applica alle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, alle attività derivanti da contratto e ai titoli di debito al FVOCI, fatta eccezione per i titoli di capitale. Ai sensi dell'IFRS 9, le perdite su crediti vengono rilevate prima rispetto a quanto previsto dallo IAS 39. Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato comprendono i crediti commerciali, le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti e i titoli di debito corporate.

Secondo l'IFRS 9, i fondi a copertura perdite su crediti sono valutati utilizzando una delle seguenti basi:

- ECL a 12 mesi: ossia le ECL derivanti da possibili inadempienze nell'arco di dodici mesi dalla data di chiusura del bilancio; o
- ECL di lunga durata, ossia le ECL derivanti da tutte le possibili inadempienze lungo la vita attesa di uno strumento finanziario.

Per stabilire se il rischio di credito relativo a un'attività finanziaria è aumentato in misura significativa dopo la rilevazione iniziale al fine di stimare le perdite attese su crediti, il Gruppo considera le informazioni ragionevoli e dimostrabili che siano pertinenti e disponibili senza eccessivi costi o sforzi. Sono incluse le informazioni quantitative e qualitative e le analisi, basate sull'esperienza storica del Gruppo, sulla valutazione del credito nonché sulle informazioni indicative degli sviluppi attesi ('forward-looking information'). Per il Gruppo, il rischio di credito di un'attività finanziaria aumenta significativamente quando i pagamenti contrattuali sono scaduti da oltre 30 giorni. Per il Gruppo, un inadempimento riferito ad un'attività finanziaria si ha quando l'attività finanziaria è scaduta da più di 90 giorni.

Le perdite attese su crediti (ECL) sono una stima delle perdite su crediti ponderata in base alle probabilità. Le perdite su crediti sono il valore attuale di tutti i mancati incassi (ossia la differenza tra i flussi finanziari dovuti all'entità conformemente al contratto e i flussi finanziari che il Gruppo si aspetta di ricevere).

Le ECL sono attualizzate utilizzando il criterio dell'interesse effettivo dell'attività finanziaria.

Le ECL sono state calcolate sulla base dell'esperienza storica delle perdite su crediti degli ultimi sette anni. I tassi di ECL sono stati calcolati dal Gruppo separatamente per clienti all'ingrosso e gli altri clienti.

Le esposizioni contenute in ciascun dei sopraccitati due gruppi sono state segmentate sulla base delle caratteristiche di rischio di credito comuni, quali, classe di rating del credito, area geografica, durata della relazione con il cliente.

L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 9 in materia di impairment al 1° gennaio 2018 ha generato un ulteriore fondo svalutazione per riduzione di valore pari ad Euro 885 migliaia.

### IFRS 9 - Modifiche non sostanziali delle passività finanziarie

In tema di modifiche di passività finanziarie che non conducano alla derecognition del debito il precedente IAS 39 non prevedeva alcuna rilevazione degli effetti a Conto Economico, non trattandosi di una modifica sostanziale della passività finanziaria.

Il principio IFRS 9, invece, non consente di spalmare gli effetti economici della rinegoziazione (e dei relativi costi) sulla durata residua del debito modificando il tasso di interesse effettivo del debito a quella data. Secondo il principio una modifica o lo scambio di una passività finanziaria, che non risulta qualificante per la derecognition/extinguishment (e la conseguente contabilizzazione di una nuova passività al fair value), dev'essere trattata come una revisione dei flussi di cassa futuri rivenienti dallo strumento stesso. Con l'applicazione dell'IFRS 9 ciò comporta la contabilizzazione di un utile o una perdita immediata alla data della modifica della passività, invece di incorporare i cambiamenti nei flussi di cassa futuri nella modifica del tasso di interesse effettivo del debito e pertanto all'interno degli interessi passivi contabilizzati lungo vita utile residua della passività, come previsto dallo IAS 39.

In sede di prima applicazione gli effetti dell'adozione del nuovo principio contabile in materia di modifiche di passività finanziarie che non conducano alla derecognition del debito, sono quantificati in un ammontare positivo pari ad Euro 5.651 migliaia (riduzione del debito per project financing per un importo pari ad Euro 7.435 migliaia e correlato effetto fiscale pari ad Euro 1.784 migliaia) per gli esercizi 2015, 2016 e 2017 rilevato nel Patrimonio Netto al 1° gennaio 2018.

Oltre ai citati **IFRS 9** ed **IFRS 15** qui di seguito vengono elencate le nuove disposizioni emesse dallo IASB applicabili a partire dall'esercizio, coincidente con l'anno solare, che ha inizio il 1° gennaio 2018.

- Emendamento allo IFRS 2 "Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions";
- Emendamento allo IFRS 4 "Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts";
- Emendamento allo IAS 40 "Transfers of Investment Property";
- Emendamento all'IFRS 1 e allo IAS 28 "Annual Improvements to IFRSs 2014-2016 Cycle";
- IFRIC 22 Foreign Currency Transactions and Advance Consideration.

I sopraccitati emendamenti/disposizioni non hanno effetti significativi per il Gruppo.

## IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni

Il fair value alla data di assegnazione degli incentivi riconosciuti nel pagamento basato su azioni regolato con strumenti rappresentativi di capitale concessi ai dipendenti viene rilevato tra i costi, con un corrispondente aumento del patrimonio netto, lungo il periodo durante il quale i dipendenti ottengono il diritto agli incentivi. L'importo rilevato come costo viene rettificato per riflettere il numero effettivo di incentivi per i quali sono maturate le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento di risultati non di mercato, affinché l'importo finale rilevato come costo si basi sul numero di incentivi che soddisfano le suddette condizioni alla data di maturazione. Nel caso di incentivi riconosciuti nel pagamento basato su azioni le cui condizioni non sono da considerarsi di maturazione, il fair value alla data di assegnazione del pagamento basato su azioni viene valutato al fine di riflettere tali condizioni. Con riferimento alle condizioni di non maturazione, le eventuali differenze tra le ipotesi previste alla data di assegnazione e quelle effettive non produrranno alcun impatto in bilancio.

In data 23 aprile 2018 l'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020, secondo le condizioni previste nel relativo Documento Informativo.

Per maggiori dettagli si rimanda alla [Nota 31](#) del presente documento.

## Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo al 30 giugno 2018

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2018 e la cui applicazione anticipata è consentita. Tuttavia, il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato.

Il Gruppo aggiorna come segue le informazioni fornite nell'ultimo bilancio annuale relative ai principi pubblicati ma non ancora adottati che potrebbero avere un effetto significativo sul bilancio consolidato del Gruppo.

### IFRS 16 - Leasing

L'IFRS 16 sostituisce le attuali disposizioni in materia di leasing, compresi lo IAS 17 - Leasing, l'IFRIC 4 Determinare se un accordo contiene un leasing, il SIC-15 Leasing operativo-Incentivi e il SIC-27 La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing.

L'IFRS 16 si applica a partire dagli esercizi che hanno inizio da o dopo il 1° gennaio 2019. L'adozione anticipata è consentita. L'IFRS 16 introduce un unico modello di contabilizzazione dei leasing nel bilancio dei locatari secondo cui il locatario rileva un'attività che rappresenta il diritto di utilizzo del bene sottostante e una passività che riflette l'obbligazione per il pagamento dei canoni di locazione. Sono previste delle esenzioni all'applicazione dell'IFRS 16 per i leasing a breve termine e per quelli di attività di modesto valore. Le modalità di contabilizzazione per il locatore restano simili a quelle previste dal principio attualmente in vigore, ossia il locatore continua a classificare i leasing come operativi o finanziari. Il Gruppo ha concluso una valutazione preliminare degli effetti potenziali sul bilancio consolidato, ma non ha ancora completato un'analisi più dettagliata. Gli impatti effettivi dell'applicazione dell'IFRS 16 sul bilancio del

periodo di prima applicazione dipenderanno dalle condizioni economiche future, compresi il tasso di finanziamento al 1° gennaio 2019, la composizione del portafoglio di leasing del Gruppo a tale data, una valutazione approfondita circa l'esercizio o meno delle eventuali opzioni di rinnovo dei leasing e la misura in cui il Gruppo deciderà di avvalersi degli espedienti pratici e delle esenzioni.

Allo stato attuale, l'effetto più significativo identificato consiste nella rilevazione da parte del Gruppo di nuove attività e passività per i leasing operativi di terreni, magazzini, fabbricati, attrezzature.

Inoltre, la natura dei costi relativi ai suddetti leasing muterà quando l'IFRS 16 andrà a sostituire la contabilizzazione a quote costanti dei costi per leasing operativi con l'ammortamento dell'attività per il diritto d'utilizzo e gli oneri finanziari sulle passività di leasing.

Oltre al citato IFRS 16 le modifiche apportate di recente agli IFRS applicabili anticipatamente, ma non obbligatoriamente, a partire dall'esercizio che ha inizio il 1° gennaio 2018 riguardano l'IFRS 9: Prepayment Features with Negative Compensation, omologato nel mese di marzo 2018 ed applicabile per la predisposizione del bilancio per gli esercizi che iniziano a partire dal 1° gennaio 2019.

Il sopraccitato non hanno effetti significativi per il Gruppo.

## Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni IFRS non ancora omologati dall'Unione Europea

- IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" (entrata in vigore 1° gennaio 2019);
- Emendamento allo IFRS 9 Prepayment Features with Negative Compensation (entrata in vigore 1° gennaio 2019);
- Emendamento allo IAS 28 Long-term Partecipazioni in società collegate and Joint Ventures (entrata in vigore 1° gennaio 2019);
- Emendamento allo IAS 19 Plan Amendments, Curtailment or Settlement (entrata in vigore 1° gennaio 2019);
- Miglioramenti agli IFRS ciclo 2015-2017 - modifiche all'IFRS 3, all'IFRS 11, allo IAS 12 e allo IAS 23 (entrata in vigore 1° gennaio 2019);
- IFRS 17 Insurance Contracts (entrata in vigore 1° gennaio 2021);
- Emendamento allo IFRS 19 e IAS 28 Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture

La valutazione degli eventuali impatti dei sopraccitati è in corso.

## Uso di stime - Rischi e incertezze

La redazione delle situazioni contabili in applicazione degli IFRS richiede da parte di ERG l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali. L'elaborazione di tali stime ha implicato l'utilizzo di informazioni disponibili e l'adozione di valutazioni soggettive. Per loro natura le stime e le assunzioni utilizzate possono variare di periodo in periodo e, pertanto, non è da escludersi che nei periodi successivi gli attuali valori di bilancio potranno differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate.

Le principali stime per le quali è maggiormente richiesto l'impiego di valutazioni soggettive sono state utilizzate, tra l'altro, per:

- la stima dei ricavi afferenti al business termoelettrico;
- gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino e svalutazione di attivo;
- la definizione della vita utile delle immobilizzazioni ed i correlati ammortamenti;
- gli accantonamenti per fondi di natura ambientale e per passività correlate a contenziosi di natura legale e fiscale; in particolare, i processi valutativi riguardano sia la determinazione del grado di probabilità di avveramento delle condizioni che possono comportare un esborso finanziario, sia la quantificazione del relativo ammontare;
- le imposte differite attive, la cui iscrizione è supportata dalle prospettive d'imponibilità del Gruppo risultanti dalla redditività attesa prevista dai piani industriali e dalla previsione di composizione e rinnovo dei consolidati fiscali.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico nel periodo in cui la variazione è avvenuta.

### Impairment test

Lo IAS 36 precisa che a ogni data di riferimento del bilancio un'entità deve valutare l'esistenza di un'indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione durevole di valore. Se esiste una qualsiasi indicazione di ciò, l'entità deve stimare il valore recuperabile dell'attività. Nel valutare se esiste la suddetta indicazione l'entità deve considerare la presenza di eventuali "indicatori di perdita" di valore, così come richiesto dal paragrafo 12 dello IAS 36. A tale fine si è proceduto a considerare quello che lo IAS 36 definisce fonti interne ed esterne di informazione, tra le quali:

- Fonti esterne
  - Significativa riduzione di valore degli asset
  - Penalizzazioni tecnologiche, di mercato, economiche o normative
  - Incremento tasso di attualizzazione
  - Book value superiore a capitalizzazione di mercato
- Fonti interne
  - Obsolescenza fisica
  - Cambiamenti interni negativi
  - Forecast inferiore al budget

Per tale analisi, si è fatto riferimento ai risultati del primo semestre rispetto a quanto previsto nei piani approvati ed alle previsioni sull'andamento dei business per la restante parte dell'anno.

In riferimento agli asset del Gruppo non sono emersi indicatori di perdita di valore tali da richiedere l'esecuzione di un impairment test al 30 giugno 2018 sul valore degli avviamenti e delle immobilizzazioni immateriali e materiali allocate alle Cash Generating Unit identificate e pertanto si confermano i valori già verificati per il Bilancio al 31 dicembre 2017. Si precisa che la capitalizzazione del Gruppo alla data di fine periodo risultava pari a 2,9 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto al 30 giugno 2018.

## PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

### Area di consolidamento

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato comprende il consolidamento integrale dei dati di ERG S.p.A., società Capogruppo, e delle partecipate di cui la stessa detiene direttamente o indirettamente il controllo. Tale controllo esiste quando il Gruppo ha il potere di determinare le politiche finanziarie ed operative di un'impresa al fine di ottenere benefici. Le società controllate sono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente ottenuto dal Gruppo e cessano di essere consolidate dalla data in cui il controllo è trasferito al di fuori del Gruppo.

La collegata Priolo Servizi S.C.p.A, nella quale ERG S.p.A. esercita un'influenza notevole, è valutata secondo il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono inseriti nel Bilancio Consolidato semestrale abbreviato dalla data in cui l'influenza notevole ha avuto inizio e fino alla data in cui essa cessa.

Si segnala che non vi sono società consolidate con il metodo proporzionale.

## ELENCO SOCIETÀ DEL GRUPPO

Vengono di seguito riportati gli elenchi delle società consolidate con il metodo integrale, di quelle valutate secondo il metodo del patrimonio netto e di quelle valutate al costo.

Elenco delle società controllate consolidate **con il metodo integrale**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
<b>ERG S.p.A.</b>					
ERG Power Generation S.p.A.	Genova	100%	100%	100.000	1.843.656
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>					
ERG Hydro S.r.l.	Genova	100%	100%	50.000	737.640
ERG Power S.r.l.	Genova	100%	100%	5.000	170.798
Corni Eolian SA	Costanza (Romania)	100%	100%	152.000	47.212
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova	100%	100%	10	28.464
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	10	3.203
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Genova	100%	100%	38	3.689
ERG Eolica Calabria S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	10	132
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova	100%	100%	120	51.326
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova	100%	100%	10	6.622
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	50	23.161
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova	100%	100%	10	(963)
ERG Eolica San Cireo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	22.522
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	20.524
ERG France S.a.r.l. <sup>(3)</sup>	Parigi (Francia)	100%	100%	1.415	1.749
ERG Germany GmbH <sup>(4)</sup>	Leisnig (Germania)	100%	100%	210	597
ERG Solar Holding 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	20	24.677
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale	100%	100%	10	22
ERG Eolienne France S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	21.625	25.998
ERG Wind 105 GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(527)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova	100%	100%	50	30.105
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	1.698
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.410	(504)
ERG Wind Investments Ltd.	Gibilterra	100%	100%	112.993	114.155
ERG Wind Neunte GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	25	84
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	25	570
ERG Wind RE Beteiligungs GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	25	18
EW Ornet 2 SP. Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	174.376	136.150
Green Vicari S.r.l.	Camporeale	100%	100%	119	18.153
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova	100%	100%	100	(122)
WP France 6 S.a.s.	Puteaux (Francia)	100%	100%	6	(42)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Corni Eolian SA espressi in migliaia di RON ed EW Ornet 2 SP. Z.O.O. espressi in migliaia di Zloty

(3) La società CSO Energy S.a.r.l. ha variato denominazione sociale in ERG France S.a.r.l.

(4) La società CSO Energy GmbH ha variato denominazione sociale in ERG Germany GmbH



	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
<b>ERG Solar Holding S.r.l. 1</b>					
ERG Solar Holding S.r.l.	Genova	100%	100%	20	35.982
ERG Solar Piemonte 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	1.888
ERG Solar Piemonte 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	754
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.170
ERG Solar Piemonte 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	443
ERG Solar Piemonte 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.297
<b>ERG Solar Holding S.r.l.</b>					
Calabria Solar S.r.l.	Milano	100%	100%	10	196
ERG Solar Campania S.r.l.	Genova	100%	100%	100	1.853
ERG Solar Marche 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	444
ERG Solar Marche 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	223
ERG Solar Puglia 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	50	1.937
ERG Solar Puglia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	100	259
ERG Solar Puglia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	110	691
ERG Solar Sicilia S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	1.531
Heliospower S.r.l.	Palermo	100%	100%	59	3.643
Longiano Solar S.r.l.	Milano	100%	100%	708	1.302
SR05 S.r.l.	Milano	100%	100%	25	436
<b>ERG Eolienne France S.a.s.</b>					
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(4.498)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	(96)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	397
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.060	838
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	861	2.970
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	(716)
EPURON Energies Renouvelables S.a.s.	Vincennes (Francia)	100%	100%	500	(89)
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	(94)
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	(883)
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Epinal (Francia)	75%	75%	74	3.320
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Epinal (Francia)	75%	75%	802	224
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	(42)
<b>EPURON Energies Renouvelables S.a.S.</b>					
EPURON S.a.s.	Vincennes (Francia)	100%	100%	100	(280)
Caen Renewables Eenergy S.a.s.	Vincennes (Francia)	100%	100%	37	(634)
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	(7)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	(3)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	(4)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	4
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	3
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	3
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	6
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	6
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	6
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Vincennes (Francia)	100%	100%	8	6
<b>ERG Wind 105 GmbH</b>					
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(798)
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(882)

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
<b>ERG Wind Bulgaria S.p.A.</b>					
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	4.379	5.965
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.179	3.465
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.023	4.437
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.051	4.410
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	4.113	5.883
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	4.113	5.478
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.520	2.237
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.034	4.286
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.057	4.224
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.955	5.220
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.059	4.013
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	3.023	3.964
Wind Park Kavana East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	505	3.578
Wind Park Kavana West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	175	3.719
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.157	3.029
<b>ERG Wind France 1 S.a.s.</b>					
ERG Wind France 2 S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	(41)
Cepe Pays De Montbeliard S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	365	(3.024)
Cepe de Murat S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	444	5.110
Cepe de Saint Florentin S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	251	(4.172)
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	2.739
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	4.357
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	80	2.351
<b>ERG Wind French Holdings S.a.s.</b>					
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(790)
Parc Eolien de Morvilers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(639)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(925)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.164	1.283
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.266)
Parc Eolien Moulins des Camps S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.013)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.724)
S.a.s. Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	505	(13)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.153)
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.218)
<b>ERG Wind Investments Ltd.</b>					
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova	100%	100%	212	485.408
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	-	(4.042)
ERG Wind MEI 2-14-2 Ltd.	Londra (UK)	100%	100%	-	(531)
<b>ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.</b>					
ERG Wind 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	6.633	50.111
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	61.311
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	293
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova	100%	100%	77	44.267
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	32.397

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
<b>ERG Wind Sardegna S.r.l.</b>					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	39.387
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	12.335
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	18.082
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	25.262
<b>ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.</b>					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	48.260
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	30.038
<b>ERG Wind MEI 2-14-1 LTD</b>					
ERG Wind MEG 1 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	33.168	42.769
ERG Wind MEG 2 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	28.010	33.260
ERG Wind MEG 3 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	33.585	39.068
ERG Wind MEG 4 LLP <sup>(3)</sup>	Londra (UK)	80%	100%	29.721	35.648
<b>ERG Wind Park Beteiligungs GmbH</b>					
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(585)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(1.966)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	889
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	1.873
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(6.034)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	7.500	(2.247)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(1.870)
ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(663)
ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(1.573)
ERG Wind WB GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	(1.209)
ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(1.479)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	1.077
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Kassel (Germania)	100%	100%	-	(8)
<b>EW Ornetà 2 Z.O.O.</b>					
Blachy Pruszynsky-Energy SP. Z.O.O. <sup>(4)</sup>	Varsavia (Polonia)	100%	100%	53.001	40.400
Hydro Inwestycje SP. Z.O.O. <sup>(4)</sup>	Varsavia (Polonia)	100%	100%	40.004	32.412

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) il restante 20% è detenuto dalla società ERG Wind MEI 2-14-2

(4) dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Blachy Pruszynsky-Energy SP. Z.O.O. ed Hydro Inwestycje SP. Z.O.O. espressi in migliaia di Zloty

Elenco delle partecipazioni valutate **con il metodo del patrimonio netto**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30.06.2018
<b>ERG Power S.r.l.</b>						
Priolo Servizi S.c.p.A. <sup>(3)</sup>	Mellini	23,7%	23,7%	28.100	54.064	12.847
<b>Società collegate</b>						<b>12.847</b>

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

(3) la società consortile è soggetta a controllo congiunto con ISAB S.r.l., Versalis S.p.A. e Syndial.

Elenco delle società valutate **con il metodo del costo**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30.06.2018
<b>ERG S.p.A.</b>						
ERG Petroleos S.A. (3)	Madrid (Spagna)	100%	100%	3.050	(6.060)	-
<b>Società controllate</b>						<b>-</b>
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>						
Creggan Wind Farm Limited	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	-
Eolico Troina S.r.l. in liquid.	Palermo	99%	99%	20	250	25
ERG Development France S.a.s. (4)	Parigi	100%	100%	n.d.	n.d.	10
ERG UK Holding Ltd.	Belfast (UK)	100%	100%	0	-	3.802
Longburn Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	100%	100%	0	-	313
Sandy Knowe Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	100%	100%	0	-	398
<b>Società controllate</b>						<b>4.548</b>
<b>ERG Power Generation S.p.A.</b>						
Rigghill Wind Farm Limited	Seebeck House (UK)	50%	50%	-	-	236
<b>Società in joint venture</b>						<b>236</b>
<b>ERG S.p.A.</b>						
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza	0,04%	0,06%	276	1.052	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	19.077	68.723	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova	4,86%	4,86%	3.058	3.053	155
<b>Altre società</b>						<b>465</b>
<b>TOTALE</b>						<b>5.250</b>

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società con sede legale in UK i cui dati sono espressi in migliaia di GBP

(3) società in liquidazione. Si precisa che a fronte del patrimonio netto negativo di ERG Petroleos è stanziato un fondo rischi su partecipazioni per circa 6,1 milioni.

(4) società valutate al costo in quanto non operative

Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su **partecipazioni** del Gruppo.

Si ricorda che 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 risultato pari a 273 milioni e include, oltre al corrispettivo sopra indicato, anche i dividendi straordinari distribuiti nel 2017 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 e relativi effetti fiscali.

Per una migliore comprensione dei dati commentati nel presente documento si segnalano in particolare i seguenti impatti:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 144 milioni in relazione al corrispettivo incassato nel 2018;
- la rilevazione del già commentato credito verso api S.p.A. per 36 milioni. Tale credito è incluso nell'indebitamento finanziario in quanto componente differita del prezzo di cessione.

Non si segnalano impatti a conto economico nel semestre in quanto nel Bilancio Consolidato 2017 la partecipazione era stata valutata in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5 rilevando pertanto, già nell'esercizio 2017, gli effetti economici dell'operazione.

In data **12 gennaio 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione di **30 impianti fotovoltaici**, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh.

Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

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 presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2018: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation del solare, si rimanda a quanto commentato nella sezione [Variazione area di consolidamento](#).

In considerazione del commentato ingresso nel business solare, a partire dal 1° gennaio 2018 è consolidata integralmente anche ISAB Energy Solare S.r.l. (1 MW), società già del Gruppo, precedentemente valutata con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative.

In data **12 gennaio 2018** ERG, tramite 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<sub>2</sub> evitata.

Il progetto ha già ottenuto l'autorizzazione alla costruzione. 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 società si è aggiudicata nell'asta del 1° maggio 2018, dedicata all'eolico onshore, 21,6 MW di nuova potenza eolica, pari al 10% della potenza gestita localmente. L'entrata in esercizio del parco, la cui costruzione è in corso è prevista entro il secondo semestre 2019. Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2018: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation del solare, si rimanda a quanto commentato nella sezione [Variazione area di consolidamento](#).

In data **7 marzo 2018** a valle del processo di vendita avviato alla fine del 2017, ERG, tramite la propria controllata

ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto al fondo Greencoat UK Wind PLC, quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale della propria controllata **Brockaghboy Windfarm Ltd.** ("BWF"), società di diritto inglese titolare del parco eolico da 47,5 MW realizzato da ERG e TCI Renewables Ltd. in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry. Il parco, i cui lavori di realizzazione furono avviati nel secondo trimestre del 2016, è entrato in pieno esercizio a fine 2017. L'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 163 milioni di sterline. I proventi sono stati ripartiti fra ERG e TCI in base a quanto stipulato nel Development Service Agreement firmato al tempo dell'acquisizione del progetto ready to build: il cash-in complessivo per ERG è risultato pertanto pari a circa 95 milioni di sterline (106 milioni di Euro) di cui circa 70 milioni di sterline (76 milioni di Euro) a totale copertura degli investimenti effettuati da ERG per acquisire il progetto e costruire il parco.

La cessione degli assets in data 7 marzo 2018 ha comportato:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 106 milioni in relazione al corrispettivo netto di cessione;
- la rilevazione della plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie.

Si ricorda che nelle Note al Bilancio Consolidato 2017, in considerazione dell'avviato processo di vendita, i risultati contabili relativi agli assets in corso di cessione erano stati indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5. Nel presente documento vengono esposti nel risultato delle attività operative cessate i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018-07 marzo 2018 dagli assets ceduti, in applicazione del principio IFRS 5.

In data **21 marzo 2018** ERG, a seguito della rinuncia al diritto di prelazione da parte del socio di minoranza, ha perfezionato, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., l'acquisizione da **Vent d'Est S.a.s.** del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d'Epense S.a.s. di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Renvico France S.a.s. continua pertanto a mantenere una partecipazione del 25% nel capitale delle due società.

In data **27 aprile 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato un accordo con Global Wind Power France, società del gruppo Global Wind Power Europe e Fred Olsen Renewables, per l'acquisizione dalla società Wind 1019 GmbH del 100% del capitale di **WP France 10 S.a.s.**, società titolare dei diritti, permessi e autorizzazioni di un progetto di un parco eolico da 6,9 MW. Il progetto ha già ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione, la connessione alla rete è prevista nel 4Q 2021 e l'entrata in esercizio entro dicembre 2021.

Il parco sarà ubicato nel nord della Francia, in prossimità di altri parchi eolici ERG, e beneficerà della tariffa incentivata per 15 anni (FIP 2016). La produzione attesa è di circa 15 GWh/y. L'investimento stimato per la realizzazione del parco è di circa 10 milioni di Euro, inclusivo del corrispettivo pagato per l'acquisto del progetto.

In data **15 maggio 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato un accordo con Impax New Energy Holding Cooperatief W.A., società di diritto olandese detenuta da Impax New Energy Investors II, per acquisire:

- **Parc Eolien du Melier S.a.s.**, titolare di un parco eolico di 8 MW, con una produzione attesa pari a circa 23 GWh. Il parco beneficia della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni dalla sua entrata in esercizio, avvenuta nel novembre 2016;

- **Parc Eolien de la Vallée de Torfou S.a.s.**, titolare di un parco eolico in costruzione di 18 MW, con una produzione media stimata di 48 GWh, la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2018. Il parco beneficerà della tariffa FIT 2014 per una durata di 15 anni;
- **EPURON Energies Renouvelables S.a.s.**, titolare di una pipeline di circa 750 MW, così suddivisa:
  - Wave I, cui fanno capo 5 progetti in stato avanzato di sviluppo per complessivi 101 MW, il cui processo autorizzativo in corso prevede l'accesso alla tariffa FIP 2016 e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2021;
  - Wave II, cui fanno capo 5 progetti in stato intermedio di sviluppo per complessivi 143 MW, il cui processo autorizzativo è in fase istruttoria e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2022;
  - Wave III, cui fanno capo progetti "early stage" per una capacità complessiva di oltre 500 MW, la cui entrata in esercizio è prevista successivamente al 2022.

Nell'ambito della transazione è compreso un team di 12 persone, suddivise tra gli uffici di Parigi e Nantes, con una solida, pluriennale esperienza nello sviluppo di progetti greenfield, che andranno ad integrare l'attuale presenza di ERG in Francia portandola ad un totale di 45 persone fra tecnici dedicati alla gestione degli asset e professionisti dedicati allo sviluppo della potenza installata.

Il prezzo complessivo riconosciuto in termini di Enterprise Value è pari a 57 milioni di Euro, di cui circa 17 milioni di Euro relativi al Project Financing in essere al 31 Dicembre 2017. L'accordo, con riferimento alla pipeline, prevede anche un meccanismo di "earn-out" in favore del Seller per un importo massimo di circa 5 milioni di Euro.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 30 giugno 2018: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation, si rimanda a quanto commentato nella sezione [Variazione area di consolidamento](#).

Si segnalano altresì le seguenti operazioni [under common control](#):

Con decorrenza **1° gennaio 2018**:

- gli asset facenti capo alla branch francese di ERG Power Generation S.p.A. sono stati conferiti a CSO Energy S.a.r.l., la quale, in pari data, ha conseguentemente provveduto ad aumentare il proprio capitale sociale ad Euro 2.000.000,00 e a cambiare la propria denominazione sociale in ERG France S.a.r.l.;
- gli asset facenti capo alla branch tedesca di ERG Power Generation S.p.A. sono stati ceduti a CSO Energy GmbH, la quale, in pari data, ha provveduto a cambiare la propria denominazione sociale in ERG Germany GmbH.

Ad esito delle suddette operazioni, con decorrenza 2 gennaio 2018, le branch di ERG Power Generation S.p.A. sono state chiuse.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli e garanzie sulle partecipazioni detenute dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella [Nota 25 – Covenants e negative pledge](#) del presente documento e alla [Nota 25](#) del Bilancio Consolidato 2017.

## AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2018







## VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

(Migliaia di Euro)	ForVei <sup>(1)</sup>	EPURON <sup>(2)</sup>	Vent d'Est <sup>(3)</sup>	WP France 6 S.a.s. <sup>(4)</sup>	WP France 10 S.a.s.	Linda	ISAB Energy Solare <sup>(4)</sup>	TOTALE
Attività immateriali	122.165	30.664	3.945	3.915	1.776	13	22	162.501
Avviamento	-	22.336	-	-	-	-	-	22.336
Immobili, impianti e macchinari	235.080	24.726	9.132	2.075	119	182	2.570	273.883
Partecipazioni	-	-	-	-	-	-	(394)	(394)
Altre attività finanziarie	4.947	131	699	<sup>(5)</sup> (6.466)	-	-	-	(689)
Attività per imposte differite	4.309	-	116	-	-	-	138	4.563
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Attività non correnti</b>	<b>366.501</b>	<b>77.857</b>	<b>13.892</b>	<b>(476)</b>	<b>1.895</b>	<b>195</b>	<b>2.336</b>	<b>462.200</b>
Rimanenze	-	-	-	-	-	-	41	41
Crediti commerciali	16.595	340	742	-	-	-	93	17.770
Altri crediti e attività correnti	12.293	2.964	47	419	387	7	237	16.354
Attività finanziarie correnti *	-	-	-	-	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(54.586)	4.719	(4.245)	101	13	1	180	(53.818)
<b>Attività correnti</b>	<b>(25.698)</b>	<b>8.024</b>	<b>(3.456)</b>	<b>520</b>	<b>400</b>	<b>7</b>	<b>551</b>	<b>(19.652)</b>
<b>Attività operative cessate</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>340.803</b>	<b>85.881</b>	<b>10.436</b>	<b>44</b>	<b>2.295</b>	<b>202</b>	<b>2.887</b>	<b>442.548</b>
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.052</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>(122)</b>	<b>931</b>
Fondi relativi al personale	-	-	-	-	-	-	-	-
Passività per imposte differite	34.416	7.029	690	-	-	-	-	42.135
Altri fondi non correnti	8.056	200	661	-	-	-	-	8.917
Passività finanziarie non correnti*	240.571	29.549	5.653	24	219	-	2.590	278.606
Altre passività non correnti	2.509	-	-	-	-	-	-	2.509
<b>Passività non correnti</b>	<b>285.552</b>	<b>36.778</b>	<b>7.004</b>	<b>24</b>	<b>219</b>	<b>-</b>	<b>2.590</b>	<b>332.167</b>
Altri fondi correnti	-	229	-	-	-	-	-	229
Debiti commerciali	3.638	6.108	353	20	1.409	148	58	11.734
Passività finanziarie correnti*	47.608	42.481	2.026	-	667	54	-	92.837
Altre passività correnti	4.005	284	-	-	-	-	361	4.650
<b>Passività correnti</b>	<b>55.251</b>	<b>49.102</b>	<b>2.379</b>	<b>20</b>	<b>2.076</b>	<b>202</b>	<b>419</b>	<b>109.450</b>
<b>Passività operative cessate</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>340.803</b>	<b>85.881</b>	<b>10.436</b>	<b>44</b>	<b>2.295</b>	<b>202</b>	<b>2.887</b>	<b>442.548</b>
<b>*Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(342.765)</b>	<b>(67.312)</b>	<b>(11.925)</b>	<b>78</b>	<b>(873)</b>	<b>(54)</b>	<b>(2.410)</b>	<b>(425.261)</b>
<b>Cessione Brockaghboy Windfarm Ltd.</b>								<b>105.740</b>
<b>Impatto su Posizione Finanziaria Netta Relazione sulla Gestione</b>								<b>(319.521)</b>

(1) n. 18 società italiane da VEI Green S.r.l. - business combination "ForVei"

(2) n. 15 società francesi da Impax New Energy Holding Cooperatief W.A. - business combination "EPURON"

(3) n.2 società francesi da Vent d'Est - business combination "Vent d'Est"

(4) effetti del consolidamento integrale di partecipazioni precedentemente rilevate con il metodo del costo in quanto di dimensioni non significative (ISAB Energy Solare) o non ancora operative (WP France 6)

(5) impatto delle partite intercompany a seguito del consolidamento integrale della Società a partire dal 1° gennaio 2018. Si ricorda che la Società è stata acquisita in data 22 dicembre 2016

Si dettagliano qui di seguito gli effetti delle principali operazioni su partecipazioni del Gruppo riportate nella tabella precedente.

### Business combination “ForVei”

In data **12 gennaio 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l’acquisizione di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011, collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh,

Il 100% della capacità installata beneficia di incentivi con scadenza media al 2030.

L’enterprise value dell’operazione è stato pari a circa 345 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 presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2018.

I costi accessori sostenuti per perfezionare l’operazione, pari a 1,8 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e contabilizzati nel conto economico 2017 tra i costi per servizi e altri costi (1,7 milioni) e, in via residuale, nel conto economico del presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.

### Determinazione del corrispettivo complessivo dell’acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 108,2 milioni di Euro di cui 69,5 milioni per l’acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 38 milioni per il rimborso dei finanziamenti in essere alla data di acquisizione del controllo delle società target.

### Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione e ed allocazione del prezzo di acquisto

La contabilizzazione dell’acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

(Migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica provvisoria alla situazione di acquisizione	Impatto consolidamento
Attività immateriali	1.716	120.449	122.165
Avviamento	–	–	–
Immobili, impianti e macchinari	235.080	–	235.080
Partecipazioni	–	–	–
Altre attività finanziarie	7	4.940	4.947
Attività per imposte differite	4.309	–	4.309
Altre attività non correnti	–	–	–
<b>Attività non correnti</b>	<b>241.112</b>	<b>125.389</b>	<b>366.501</b>
Rimanenze	–	–	–
Crediti commerciali	16.595	–	16.595
Altri crediti e attività correnti	12.293	–	12.293
Attività finanziarie correnti *	–	–	–
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	14.943	(69.529)	(54.586)
<b>Attività correnti</b>	<b>43.831</b>	<b>(69.529)</b>	<b>(25.698)</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>284.943</b>	<b>55.860</b>	<b>340.803</b>
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>	<b>(17.314)</b>	<b>17.314</b>	<b>–</b>
Fondi relativi al personale	–	–	–
Passività per imposte differite	811	33.605	34.416
Altri fondi non correnti	3.116	4.940	8.056
Passività finanziarie non correnti*	240.571	–	240.571
Altre passività non correnti	2.509	–	2.509
<b>Passività non correnti</b>	<b>247.007</b>	<b>38.545</b>	<b>285.552</b>
Altri fondi correnti	–	–	–
Debiti commerciali	3.638	–	3.638
Passività finanziarie correnti*	47.608	–	47.608
Altre passività correnti	4.005	–	4.005
<b>Passività correnti</b>	<b>55.251</b>	<b>–</b>	<b>55.251</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>284.943</b>	<b>55.860</b>	<b>340.803</b>
<b>*Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(273.236)</b>	<b>(69.529)</b>	<b>(342.765)</b>

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (1° gennaio 2017) delle società target:

- immobili, impianti e macchinari: impianti fotovoltaici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettifiche dei corrispondenti fondi ammortamento;
- attività per imposte differite: relative ad interessi passivi indeducibili
- crediti commerciali: relativi alla vendita di energia elettrica e relativa tariffa incentivante;
- altri crediti e attività correnti: principalmente crediti verso Erario per IVA;
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti: liquidità giacente su conto corrente;
- passività per imposte differite legate agli oneri di smantellamento;

- altri fondi non correnti legati agli oneri di smantellamento;
- passività finanziarie non correnti: quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing;
- altre passività non correnti: principalmente verso proprietari terrieri per diritti di superficie;
- debiti commerciali: principalmente relativi a debiti verso fornitori terzi per O&M;
- passività finanziarie correnti: principalmente quota a breve termine dei debiti verso banche per project financing e dividendi verso la precedente controllante VEI Green S.p.A.

nella colonna **Rettifica provvisoria alla situazione di acquisizione:**

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni ed è determinato mediante metodologie di valutazione basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari operativi che si attendono nell'arco di tempo di durata delle concessioni;
- altre attività finanziarie: attività sorte nell'ambito della redazione della situazione di acquisizione a fronte delle quali è stata stanziata una passività di pari importo nei fondi rischi ed oneri non correnti;
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti: corrispettivo pagato per l'acquisizione;
- passività per imposte differite riferite alle allocazioni di cui sopra;
- altri fondi non correnti legati alle passività citate nel commento alle altre attività finanziarie

### **Contributo ForVei nel primo semestre 2018**

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2018) e la data di riferimento del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato le società acquisite hanno contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi pari a 18,6 milioni ed un risultato operativo positivo di 3,5 milioni.

## Business combination “EPURON”

In data **15 maggio 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione da Impax New Energy Holding Cooperatief W.A di:

- **Parc Eolien du Melier S.a.s.**, titolare di un parco eolico di 8 MW, con una produzione attesa pari a circa 23 GWh.
- **Parc Eolien de la Vallée de Torfou S.a.s.**, titolare di un parco eolico in costruzione di 18 MW, con una produzione media stimata di 48 GWh, la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2018.
- **EPURON Energies Renouvelables S.a.s.**, titolare di una pipeline di circa 750 MW.

Il prezzo complessivo riconosciuto in termini di Enterprise Value è pari a 57 milioni di Euro, di cui circa 17 milioni di Euro relativi al Project Financing in essere al 31 Dicembre 2017. L'accordo, con riferimento alla pipeline, prevede anche un meccanismo di “earn-out” in favore del Seller per un importo massimo di circa 5 milioni di Euro.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 30 giugno 2018.

## Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 41,9 milioni di Euro di cui 36,8 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 5,1 milioni per il subentro allo shareholder's loan.

È stata inoltre rilevata una passività in relazione a potenziali aggiustamenti prezzo.

I costi accessori sostenuti per perfezionare l'operazione, pari a 0,4 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e contabilizzati nel conto economico 2017 per 0,2 milioni di Euro e nel conto economico 2018 per 0,2 milioni di Euro tra i costi per servizi e altri costi.

La contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

(Migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica provvisoria alla situazione di acquisizione	Impatto consolidamento
Attività immateriali	5.772	24.892	30.664
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	24.726	-	24.726
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	131	-	131
Attività per imposte differite	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-
<b>Attività non correnti</b>	<b>30.629</b>	<b>24.892</b>	<b>55.521</b>
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	340	-	340
Altri crediti e attività correnti	2.964	-	2.964
Attività finanziarie correnti *	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	4.719	-	4.719
<b>Attività correnti</b>	<b>8.024</b>	<b>-</b>	<b>8.024</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>38.653</b>	<b>24.892</b>	<b>63.545</b>
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>	<b>1.661</b>	<b>12.822</b>	<b>14.483</b>
Fondi relativi al personale	-	-	-
Passività per imposte differite	59	6.970	7.029
Altri fondi non correnti	200	-	200
Passività finanziarie non correnti*	24.599	4.950	29.549
Altre passività non correnti	-	-	-
<b>Passività non correnti</b>	<b>24.859</b>	<b>11.920</b>	<b>36.778</b>
Altri fondi correnti	79	150	229
Debiti commerciali	6.108	-	6.108
Passività finanziarie correnti*	5.662	-	5.662
Altre passività correnti	284	-	284
<b>Passività correnti</b>	<b>12.133</b>	<b>150</b>	<b>12.283</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>38.653</b>	<b>24.892</b>	<b>63.545</b>
<b>*Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(25.543)</b>	<b>(4.950)</b>	<b>(30.493)</b>

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (30 giugno 2018) delle società target, rettificati opportunamente al fine di determinare il fair value delle attività e delle passività oggetto di consolidamento:

- attività immateriali: la voce comprende il valore delle concessioni iscritte sui bilanci statutory e costi per lo sviluppo di nuovi progetti eolici;
- immobili, impianti e macchinari: impianti eolici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettificati dei corrispondenti fondi ammortamento;
- altre attività finanziarie: relative a titoli verso terzi;
- crediti commerciali: relativi alla vendita di energia elettrica;

- altri crediti e attività correnti: principalmente crediti verso Erario per IVA;
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti: liquidità giacente su conto corrente;
- altri fondi non correnti legati agli oneri di smantellamento;
- passività finanziarie non correnti: quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing e l'Earn Out sorto a seguito dell'acquisto delle società in perimetro previsto contrattualmente;
- altri fondi correnti correlati relativi al personale dipendente;
- debiti commerciali: principalmente correlati agli investimenti effettuati per la costruzione degli impianti in corso alla data del presente documento;
- passività finanziarie correnti: principalmente quota a breve termine dei debiti verso banche per project financing e debiti finanziari verso la precedente controllante ;
- altre passività correnti: correlate a debiti verso il personale.

nella colonna **Rettifica provvisoria alla situazione di acquisizione**:

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni;
- passività finanziarie correnti: corrispettivo pagato per l'acquisizione;
- passività per imposte differite riferite alle allocazioni di cui sopra.

### Determinazione provvisoria dell'avviamento residuo

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento.

<b>Corrispettivo complessivo dell'acquisizione</b>	36.819
Patrimonio Netto EPURON rettificato	14.483
<b>Avviamento</b>	<b>22.336</b>

Relativamente alla definizione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione, si rimanda a quanto già descritto nei paragrafi precedenti.

### Contributo EPURON nel primo semestre 2018

Essendo la data di primo consolidamento il 30 giugno 2018, alla data di riferimento della presente Relazione finanziaria semestrale le società acquisite non hanno contribuito al conto economico del Gruppo.



### Business combination “Vent d’Est”

In data **21 marzo 2018** ERG, a seguito della rinuncia al diritto di prelazione da parte del socio di minoranza, ha perfezionato, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., l’acquisizione da Vent d’Est S.a.s. del 75% del capitale di due società titolari di due parchi eolici per una capacità complessiva di 16,25 MW (Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. di 12,0 MW, entrato in esercizio nel 2007 e Parc Eolienne d’Epanse S.a.s. di 4,25 MW, entrato in esercizio nel 2005). Renvico France S.a.s. continua pertanto a mantenere una partecipazione del 25% nel capitale delle due società.

### Determinazione del corrispettivo complessivo dell’acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 6,0 milioni di Euro di cui 4,8 milioni per l’acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 1,2 milioni per il rimborso dei finanziamenti in essere alla data di acquisizione del controllo delle società target.

I costi accessori sostenuti per perfezionare l’operazione, pari a 0,4 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e contabilizzati per 0,2 milioni di Euro nel conto economico 2017 tra i costi per servizi e altri costi.

### Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione e ed allocazione del prezzo di acquisto

La contabilizzazione dell’acquisizione è stata determinata in via provvisoria; i valori correnti delle attività acquisite sono stati determinati sulla base della miglior stima disponibile alla data di redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e sono esposti nella tabella di seguito esposta:

(Migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica provvisoria alla situazione di acquisizione	Impatto consolidamento
Attività immateriali	1.618	2.328	3.945
Avviamento	–	–	–
Immobili, impianti e macchinari	9.132	–	9.132
Partecipazioni	–	–	–
Altre attività finanziarie	699	–	699
Attività per imposte differite	116	–	116
Altre attività non correnti	–	–	–
<b>Attività non correnti</b>	<b>11.564</b>	<b>2.328</b>	<b>13.892</b>
Rimanenze	–	–	–
Crediti commerciali	742	–	742
Altri crediti e attività correnti	47	–	47
Attività finanziarie correnti *	–	–	–
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	587	(4.833)	(4.245)
<b>Attività correnti</b>	<b>1.377</b>	<b>(4.833)</b>	<b>(3.456)</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>12.941</b>	<b>(2.505)</b>	<b>10.436</b>
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>	<b>4.209</b>	<b>(3.157)</b>	<b>1.052</b>
Fondi relativi al personale	–	–	–
Passività per imposte differite	38	652	690
Altri fondi non correnti	661	–	661
Passività finanziarie non correnti*	5.653	–	5.653
Altre passività non correnti	–	–	–
<b>Passività non correnti</b>	<b>6.352</b>	<b>652</b>	<b>7.004</b>
Altri fondi correnti	–	–	–
Debiti commerciali	353	–	353
Passività finanziarie correnti*	2.026	–	2.026
Altre passività correnti	–	–	–
<b>Passività correnti</b>	<b>2.379</b>	<b>–</b>	<b>2.379</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>12.941</b>	<b>(2.505)</b>	<b>10.436</b>
<b>*Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>(7.092)</b>	<b>(4.833)</b>	<b>(11.925)</b>

Nella colonna **Situazione di acquisizione** sono indicati i valori dell'opening balance determinati sulla base della situazione contabile alla data di primo consolidamento (1° gennaio 2017) delle società target:

- attività immateriali: correlati ai costi di sviluppo di parchi eolici;
- immobili, impianti e macchinari: impianti eolici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettificate dei corrispondenti fondi ammortamento;
- altre attività finanziarie: si riferiscono a conti deposito;
- crediti commerciali: relativi alla vendita di energia elettrica;
- fondi per rischi ed oneri non correnti: si riferiscono principalmente ai costi di smantellamento degli impianti;
- passività finanziarie non correnti: si riferiscono principalmente a debiti verso banche per project financing;

- debiti commerciali: verso fornitori terzi;
- passività finanziarie correnti: si riferisce allo shareholders' loan.

nella colonna **Rettifica provvisoria alla situazione di acquisizione:**

- attività immateriali: plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito alle concessioni ed è determinato mediante metodologie di valutazione basate sulla attualizzazione dei flussi finanziari operativi che si attendono nell'arco di tempo di durata delle concessioni;
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti: corrispettivo pagato per l'acquisizione
- passività per imposte differite riferite alle allocazioni di cui sopra.

### Contributo Vent d'Est nel primo semestre 2018

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2018) e la data di riferimento del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato le società acquisite hanno contribuito al conto economico del Gruppo con ricavi pari a 1,5 milioni ed un risultato operativo positivo di 0,5 milioni.

### Cessione Brockaghboy

In data **7 marzo 2018** a valle del processo di vendita avviato alla fine del 2017, ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha ceduto al fondo Greencoat UK Wind PLC, quotato alla Borsa di Londra e specializzato in investimenti nelle rinnovabili, il 100% del capitale della propria controllata Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare del parco eolico da 47,5 MW realizzato da ERG e TCI Renewables Ltd. in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry. Il parco, i cui lavori di realizzazione furono avviati nel secondo trimestre del 2016, è entrato in pieno esercizio a fine 2017. L'enterprise value dell'operazione ammonta a circa 163 milioni di sterline. I proventi sono stati ripartiti fra ERG e TCI in base a quanto stipulato nel Development Service Agreement firmato al tempo dell'acquisizione del progetto ready to build: il cash-in complessivo per ERG è risultato pertanto pari a circa 95 milioni di sterline (106 milioni di Euro) di cui circa 70 milioni di sterline (76 milioni di Euro) a totale copertura degli investimenti effettuati da ERG per acquisire il progetto e costruire il parco.

La cessione degli assets in data 7 marzo 2018 ha comportato:

- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 106 milioni in relazione al corrispettivo netto di cessione;
- la rilevazione della plusvalenza realizzata pari a 26 milioni, al netto dei relativi effetti fiscali e di altre componenti accessorie.

Si ricorda che nelle Note al Bilancio Consolidato 2017, in considerazione dell'avviato processo di vendita, i risultati contabili relativi agli assets in corso di cessione erano stati indicati separatamente in applicazione di quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nel presente documento vengono esposti nell'attività ordinaria i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018-7 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione della gestione del Bilancio 2017.

Si riepiloga qui di seguito l'impatto relativo al deconsolidamento della società:

(Migliaia di Euro)	Derecognition Assets	Corrispettivo Cessione	Impatto deconsolidamento
Attività immateriali	(7.000)		(7.000)
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	(70.027)	-	(70.027)
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	-	-	-
Attività per imposte differite	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-
<b>Attività non correnti</b>	<b>(77.027)</b>	<b>-</b>	<b>(77.027)</b>
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	(4.336)	-	(4.336)
Altri crediti e attività correnti	(228)	-	(228)
Attività finanziarie correnti *	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	-	53.788	53.788
<b>Attività correnti</b>	<b>(4.564)</b>	<b>53.788</b>	<b>49.224</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>(81.591)</b>	<b>53.788</b>	<b>(27.803)</b>
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllate</b>	<b>(26.898)</b>	<b>53.788</b>	<b>26.890</b>
Fondi relativi al personale	-	-	-
Passività per imposte differite	-	-	-
Altri fondi non correnti	(1.370)	-	(1.370)
Passività finanziarie non correnti*	-	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-
<b>Passività non correnti</b>	<b>(1.370)</b>	<b>-</b>	<b>(1.370)</b>
Altri fondi correnti	-	-	-
Debiti commerciali	0	-	0
Passività finanziarie correnti*	(51.952)	-	(51.952)
Altre passività correnti	(1.372)	-	(1.372)
<b>Passività correnti</b>	<b>(53.324)</b>	<b>-</b>	<b>(53.324)</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>(81.591)</b>	<b>53.788</b>	<b>(27.803)</b>
<b>*Impatto su Posizione Finanziaria Netta</b>	<b>51.952</b>	<b>53.788</b>	<b>105.740</b>

### Contributo Brockaghboy Windfarm Ltd. nel primo semestre 2018

La cessione di Brockaghboy Windfarm Ltd. ha contribuito positivamente al risultato netto di Gruppo nella misura di 28 milioni di Euro, inclusivi di plusvalenza di 26 milioni.

## SOCIETÀ IN JOINT VENTURE

### Priolo Servizi S.C.p.A.

Società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (24,41%), ISAB S.r.l. (38,05%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (33,16%) e Syndial S.p.A. (4,38%).

## ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

### NOTA 1 - ATTIVITÀ IMMATERIALI

	Concessioni	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
<b>Costo storico</b>	821.984	<b>54.941</b>	<b>1.402</b>	<b>878.327</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(194.275)	(49.483)	–	(243.758)
<b>SALDO AL 31.12.2017</b>	<b>627.709</b>	<b>5.458</b>	<b>1.402</b>	<b>634.569</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	–	–	–	–
<b>Movimenti del periodo:</b>				
Variazione area di consolidamento	155.915	1.070	5.516	<b>162.501</b>
Investimenti	3.600	62	2.073	<b>5.735</b>
Capitalizzazioni e riclassifiche	–	655	(655)	–
Alienazioni e dismissioni	–	–	–	–
Ammortamenti	(25.810)	(1.674)	–	<b>(27.483)</b>
Svalutazioni	–	–	–	–
Altre variazioni	(412)	51	(778)	<b>(1.139)</b>
<b>Costo storico</b>	<b>982.369</b>	<b>57.258</b>	<b>7.558</b>	<b>1.047.186</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(221.368)	(51.636)	–	(273.004)
<b>SALDO AL 30.06.2018</b>	<b>761.001</b>	<b>5.622</b>	<b>7.558</b>	<b>774.182</b>

Le concessioni comprendono principalmente le autorizzazioni per i parchi eolici, ammortizzate in base alla loro durata residua.

Le altre attività immateriali sono principalmente costituite da licenze software.

La [variazione dell'area di consolidamento](#) si riferisce a quanto commentato nel paragrafo [Area di consolidamento](#).

Gli [investimenti](#) si riferiscono principalmente all'acquisizione delle società Windpark Linda e WP France 10 effettuati nel periodo.

Per un'analisi più dettagliata delle acquisizioni si rimanda a quanto riportato al capitolo [Investimenti](#) nella [Relazione intermedia sulla Gestione](#).

## NOTA 2 - AVVIAMENTO

La voce Avviamento pari a 148.271 migliaia di Euro (125.932 al 31 dicembre 2017) rappresenta il maggior valore del costo di acquisto, rispetto al valore del patrimonio netto delle società acquisite, misurato a valori correnti alla data di acquisizione secondo la metodologia dell'allocazione del prezzo di acquisto prevista dall'IFRS 3. L'avviamento acquisito attraverso aggregazioni aziendali è stato allocato alle distinte unità generatrici di flussi di cassa interamente riferito al settore Eolico. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2017 è relativo all'acquisizione della business combination EPURON per la quale si rimanda al paragrafo [Area di consolidamento](#). La voce non è ammortizzata nel Conto Economico ed è soggetta ad una verifica ai fini dell'identificazione di un'eventuale perdita di valore (impairment test) su base annuale o con maggiore frequenza nel caso in cui vi siano indicazioni nel corso dell'anno che tale attività possa aver subito una riduzione di valore. In occasione del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 e non sono emersi elementi tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel capitolo [Impairment test](#).

## NOTA 3 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
<b>Costo storico</b>	<b>238.210</b>	<b>4.041.428</b>	<b>25.320</b>	<b>28.879</b>	<b>4.333.837</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(117.181)	(2.017.243)	(17.553)	-	<b>(2.151.977)</b>
<b>SALDO AL 31.12.2017</b>	<b>121.029</b>	<b>2.024.185</b>	<b>7.767</b>	<b>28.879</b>	<b>2.181.860</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	-	-	-	-	-
<b>Movimenti del periodo:</b>					
Variazione area di consolidamento	4.810	254.167	117	14.790	<b>273.883</b>
Investimenti	39	651	738	14.230	<b>15.657</b>
Capitalizzazioni e riclassifiche	6.844	2.881	299	(10.025)	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(4.013)	(102.931)	(740)	-	<b>(107.683)</b>
Svalutazioni	-	(321)	(0)	(18)	<b>(339)</b>
Altre variazioni	(547)	(6.145)	-	720	<b>(5.972)</b>
<b>Costo storico</b>	<b>258.466</b>	<b>4.346.456</b>	<b>26.536</b>	<b>48.575</b>	<b>4.680.033</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(130.303)	(2.173.968)	(18.355)	-	<b>(2.322.627)</b>
<b>SALDO AL 30.06.2018</b>	<b>128.162</b>	<b>2.172.488</b>	<b>8.181</b>	<b>48.575</b>	<b>2.357.406</b>

Per maggiore chiarezza i movimenti del periodo relativi alle riclassifiche, alle alienazioni e dismissioni sono riportati al netto dei rispettivi fondi di ammortamento.

La [variazione dell'area di consolidamento](#) si riferisce a quanto commentato nel paragrafo [Area di consolidamento](#).

Gli [investimenti](#) si riferiscono principalmente alle opere di sviluppo di parchi eolici in corso di costruzione. Per un'analisi più dettagliata delle acquisizioni si rimanda a quanto riportato al capitolo [Investimenti](#) nella [Relazione intermedia sulla Gestione](#).

Le [altre variazioni](#) sono relative principalmente all'effetto cambio generato dalla conversione in Euro dei bilanci della società site in Polonia e Romania.

Si segnala che nel periodo sono stati capitalizzati interessi per Euro 41 migliaia relativi al parco in costruzione in Germania Windpark Linda GmbH & Co KG.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella [Nota 25 - Covenants e negative pledge](#).

## NOTA 4 - PARTECIPAZIONI

	Partecipazioni				Totale
	Imprese controllate non consolidate integralmente	Imprese controllate a controllo congiunto	Imprese collegate	Altre imprese	
<b>SALDO AL 31.12.2017</b>	<b>7.658</b>	<b>236</b>	<b>12.787</b>	<b>491</b>	<b>21.173</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	-	-	-	-	-
<b>Movimenti del periodo:</b>					
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	-	-	-	-	-
Variazione metodo di consolidamento	(3.109)	-	-	-	<b>(3.109)</b>
Riclassifiche	-	-	-	-	-
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	(26)	<b>(26)</b>
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	-	60	-	<b>60</b>
<b>SALDO AL 30.06.2018</b>	<b>4.549</b>	<b>236</b>	<b>12.847</b>	<b>465</b>	<b>18.097</b>

La riga [variazione metodo di consolidamento](#) è dovuta al consolidamento con il metodo integrale delle società WP France 6 S.a.s. e ISAB Energy Solare S.r.l., rilevate secondo il metodo del costo al 31 dicembre 2017.

La variazione positiva generata dalla [valutazione con il metodo del patrimonio netto](#) è dovuta al risultato del periodo della partecipata Priolo Servizi S.C.p.A.

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2018 è il seguente:

	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
<b>Partecipazioni</b>			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	4.549	<b>4.549</b>
- in joint venture	-	236	<b>236</b>
- in imprese collegate	12.847	-	<b>12.847</b>
- in altre imprese	-	465	<b>465</b>
<b>Totale</b>	<b>12.847</b>	<b>5.250</b>	<b>18.097</b>

## NOTA 5 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Le "Altre attività finanziarie non correnti" pari a 82.656 migliaia di Euro (40.369 migliaia al 31 dicembre 2017) sono principalmente costituite da crediti per contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind che risultano vincolati presso l'apposito Fondo di Giustizia istituito dall'art. 61, comma 23, del Decreto Legge

n. 112/2008 (convertito dalla Legge n. 133/2008) ed in attesa di giudizio presso il Tribunale di Avellino, per un importo pari a 32 milioni. Nelle more della definizione del giudizio, il Ministero dello Sviluppo Economico ha revocato i contributi Legge 488/92 a suo tempo assegnati alle società beneficiarie, con decreti notificati rispettivamente in data 29 ottobre e 3 novembre 2014. Avverso i decreti di revoca è stato tempestivamente proposto ricorso straordinario con richiesta di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati e si attende ora la decisione sia sull'istanza cautelare sia sul merito del ricorso. Nelle more di tale ricorso in data 27 luglio 2015 sono stati notificati alle società le cartelle di pagamento a fronte delle quali le società ERG Wind hanno proposto opposizione dinnanzi al Tribunale di Genova, avanzando una ulteriore istanza di sospensione cautelare. L'istanza è stata accolta, sospendendo quindi l'efficacia delle cartelle di pagamento, previo deposito di idonee fidejussioni bancarie da parte delle società ricorrenti.

Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (Nota 19 - Altre passività non correnti).

L'incremento della voce nel periodo è legato all'iscrizione del credito (36 milioni) vantato nei confronti di api corrispondente alla componente differita del corrispettivo di cessione degli assets regolata da un vendor loan agreement nell'ambito dell'operazione TotaErg.

La voce ricomprende infine crediti finanziari verso società del gruppo non consolidate integralmente (1,9 milioni), crediti per strumenti finanziari derivati su tassi di interesse (0,5 milioni) e depositi cauzionali.

## NOTA 6 - ATTIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le imposte differite attive sono stanziate, ove è probabile il loro futuro recupero, sulle differenze temporanee, soggette a tassazione anticipata, tra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici ed il valore delle stesse ai fini fiscali e sulle perdite fiscali riportabili.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte differite è pari all'aliquota nominale IRES (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 4,82% - 5,57%).

Le "Attività per imposte differite" pari a 131.779 migliaia di Euro (132.861 migliaia al 31 dicembre 2017), sono rilevate principalmente a fronte di strumenti finanziari derivati, stanziamenti a fondi, perdite fiscali riportabili e ritenute recuperabili anche in considerazione della previsione degli imponibili nel medio periodo ed all'eccedenza ACE (Aiuto Crescita Economica) maturata e non ancora utilizzata.

Si segnala inoltre che non sono state iscritte in bilancio attività per imposte differite relative ad eccedenze di interessi passivi riportabili pari a circa 39 milioni riferiti al Gruppo ERG Wind, acquisito nel 2013.

## NOTA 7 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le "Altre attività non correnti" pari a 44.880 migliaia di Euro (47.308 al 31 dicembre 2017) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (22 milioni) dei crediti per contributi Legge 488/92 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind. Si precisa che a fronte dei suddetti crediti è stanziata una passività di pari importo già rilevata nel Bilancio 2013 nell'ambito della definizione della purchase price allocation come potenziale



- rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (Nota 18 - Altre passività non correnti);
- a crediti per 10 milioni a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla Nota 20 - Fondi per rischi ed oneri correnti;
  - a crediti tributari relativi a crediti IVA (3,8 milioni);
  - a quote di oneri differiti (2,4 milioni).

## NOTA 8 - RIMANENZE

Le rimanenze di materie, pari a 20.978 migliaia di Euro (20.597 al 31 dicembre 2017), relative a parti di ricambio funzionali principalmente all'attività di manutenzione ordinaria degli impianti eolici e sull'impianto CCGT.

## NOTA 9 - CREDITI COMMERCIALI

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Crediti verso clienti	126.822	144.350
Crediti per incentivi	159.175	115.646
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	1.831	2.631
Fondo svalutazione crediti	(7.931)	(7.093)
<b>Totale</b>	<b>279.897</b>	<b>255.534</b>

La voce include principalmente i crediti per cessione di energia elettrica nei confronti di terzi, vendita di utilities verso soggetti operanti presso il sito di Priolo e certificati ambientali (tariffa incentivante, "certificati verdi" e "certificati bianchi").

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2017 è principalmente riconducibile alla variazione dell'area di consolidamento ed alle dinamiche stagionali relative ad business idroelettrico.

Per informazioni relative ai crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente si rimanda alla Nota 38 - Parti correlate.

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

	<b>30.06.2018</b>	<b>Incrementi</b>	<b>Decrementi</b>	<b>Applicazione IFRS 9</b>	<b>31.12.2017</b>
Fondo svalutazione crediti	(7.931)	-	46	(885)	(7.093)
<b>Totale</b>	<b>(7.931)</b>	<b>-</b>	<b>46</b>	<b>(885)</b>	<b>(7.093)</b>

Si ricorda che il Gruppo valuta l'esistenza di indicazioni oggettive di perdita di valore a livello di singola posizione significativa. Le suddette analisi vengono validate a livello di singola società dal Comitato Crediti che si riunisce periodicamente per analizzare la situazione degli scaduti e delle relative criticità di incasso.

Si ritiene che il fondo svalutazione crediti sia congruo a far fronte al rischio di potenziali inesigibilità sui crediti scaduti. Per un'analisi dell'effetto dell'applicazione dell'IFRS 9 in relazione ai crediti commerciali si rimanda a quanto più dettagliatamente descritto in Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni IFRS applicati dal 1° gennaio 2018.

## NOTA 10 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Crediti tributari	81.613	38.661
Crediti per IVA di Gruppo verso TotalErg	-	1.279
Crediti per IRES consolidato fiscale verso TotalErg	20.023	21.671
Crediti diversi	43.938	35.962
<b>Totale</b>	<b>145.574</b>	<b>97.573</b>

I crediti tributari sono relativi a posizioni di IVA a credito, a crediti per ritenute d'acconto e ad altri crediti tributari.

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2017 si riferisce a crediti IVA delle società operanti nel business Solare relative alla business combination ForVei.

I crediti diversi includono tra l'altro i crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente e le quote di costi differiti nei periodi successivi. La voce include inoltre crediti a titolo di indennizzo della passività legata a interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla [Nota 20 - Altri fondi correnti](#).

## NOTA 11 - ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Crediti finanziari verso società partecipate	8.508	8.613
Titoli	76.623	137
Altri crediti finanziari a breve	38.874	20.656
<b>Totale</b>	<b>124.006</b>	<b>29.407</b>

L'incremento del periodo è legato principalmente alla sottoscrizione di fondi di investimenti.

Gli "Altri crediti finanziari a breve" raccolgono principalmente i crediti verso ECC – European Commodity Clearing, relativi al margine a garanzia dei contratti futures stipulati (29 milioni di Euro) ed il fair value dei contratti swap e CFD di copertura (6 milioni di Euro).

## NOTA 12 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Depositi bancari e postali	585.987	812.989
Denaro e valori in cassa	7	4
<b>Totale</b>	<b>585.994</b>	<b>812.992</b>

La voce "Depositi bancari e postali" è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo e dalle operazioni straordinarie degli anni precedenti ed è depositata a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente. La voce include la giacenza sui conti di ERG Power S.r.l. e delle società eoliche partecipate da ERG Power Generation S.p.A. secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing. Per quanto riguarda la liquidità vincolata si

rimanda a quanto commentato nella [Nota 25 - Covenants e Negative Pledge](#).

Si precisa che al 30 giugno 2018 la liquidità soggetta ai diversi vincoli previsti dai contratti di Project Financing risulta pari a circa 153 milioni (138 milioni al 31 dicembre 2017).

## NOTA 13 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

### Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2018, interamente versato, è composto da n. 150.320.000 azioni del valore nominale di 0,10 Euro cadauna ed è pari a 15.032.000 Euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017).

Alla data del 30 giugno 2018 il Libro Soci della Società, relativamente agli azionisti detentori di partecipazioni rilevanti, evidenzia la seguente situazione:

- San Quirico S.p.A. è titolare di n. 83.619.940 azioni pari al 55,628%;
- Polcevera S.r.l. è titolare di n. 10.380.060 azioni pari al 6,905%.

Alla data del 30 giugno 2018 la San Quirico S.p.A. e la Polcevera S.r.l. risultano controllate dalle famiglie Garrone e Mondini, eredi del fondatore del Gruppo ERG, Edoardo Garrone.

### Azioni proprie

Le azioni proprie alla data di redazione del presente documento ammontano a n. 1.503.200 al prezzo medio di carico pari ad Euro 6,88 (n. 1.503.200 al prezzo medio di carico Euro 6,88 al 31 dicembre 2017).

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 23 aprile 2018 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 23 aprile 2018, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 (trentamilionisessantaquattromila) azioni ordinarie ERG del valore nominale pari a Euro 0,10 ciascuna a 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.

L'Assemblea ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357-ter del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 23 aprile 2018, ad alienare, in una o più volte e con qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che con l'alienazione stessa si intenda in concreto perseguire, azioni proprie a 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.

In applicazione dello IAS 32 le azioni proprie sono state iscritte in riduzione del patrimonio netto, mediante utilizzo della Riserva sovrapprezzo azioni.

Il costo originario, le svalutazioni per riduzione di valore, i proventi e le perdite derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

## Altre Riserve

Le altre riserve sono costituite principalmente da utili indivisi, dalla riserva sovrapprezzo azioni e dalla riserva di cash flow hedge. Per maggiori dettagli sulla movimentazione delle Altre Riserve si rimanda al paragrafo [Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto](#).

Si riporta nella tabella seguente la composizione del patrimonio netto

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	64.207	64.207
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di fusione	251.120	251.120
Utili portati a nuovo	767.265	914.869
Altre riserve	534.907	355.242
Risultato d'esercizio	105.102	206.814
<b>Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante</b>	<b>1.807.815</b>	<b>1.877.466</b>
Partecipazioni di terzi	1.153	-
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>1.808.967</b>	<b>1.877.466</b>

## NOTA 14 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

Le Partecipazioni di terzi derivano dal consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di altri soci:

Società	% di azionisti terzi	Quota di terzi
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	25%	884
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	25%	269
		<b>1.153</b>

## NOTA 15 - FONDI RELATIVI AL PERSONALE

I fondi relativi al personale, pari a 5.838 migliaia di Euro (6.403 al 31 dicembre 2017), accoglie la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. Nel corso del primo semestre 2018, in virtù dell'assenza di variazioni significative dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento in termini di attualizzazioni.

## NOTA 16 - PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le "Passività per imposte differite" sono stanziare sulla base delle differenze temporanee, soggette a tassazione differita, derivanti dalle rettifiche apportate ai singoli bilanci delle società consolidate in applicazione dei principi contabili omogenei di Gruppo nonché sulle differenze temporanee fra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici ed il valore delle stesse ai fini fiscali.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte differite è pari all'aliquota nominale IRES (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,9% - 5,57%).

Le imposte differite al 30 giugno 2018 pari a 298.128 migliaia di Euro (265.257 al 31 dicembre 2017), sono stanziare principalmente sui plusvalori su aggregazioni aziendali ed ammortamenti fiscali eccedenti gli ammortamenti economico-tecnici.

## NOTA 17 - ALTRI FONDI NON CORRENTI

	30.06.2018	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area consolidamento	31.12.2017
Fondo oneri smantellamento	40.604	387	-	-	3.763	36.454
Fondo sito di Priolo	79.822	-	(1.061)	-	-	80.883
Fondo rischi fiscali non correnti	15.126	-	(71)	-	5.155	10.042
Altri fondi oneri non correnti	9.930	9.930	-	-	-	-
Fondo rischi istituzionali non correnti	263	-	-	-	-	263
Altri fondi rischi e oneri non correnti	142	-	(17)	-	-	159
<b>Totale</b>	<b>145.887</b>	<b>10.317</b>	<b>(1.149)</b>	<b>-</b>	<b>8.918</b>	<b>127.801</b>

Gli Altri fondi non correnti comprendono principalmente passività legate:

- ad oneri di ripristino del sito su cui operano i parchi eolici iscritti in contropartita a maggiori immobilizzazioni materiali;
- al sito di Priolo come meglio commentato alla [Nota 26 - Passività potenziali e contenziosi](#) e conseguenti principalmente all'uscita dal settore Oil.

Gli **incrementi** del periodo si riferiscono a passività potenziali legate a rischi acquisiti nell'ambito di operazioni di acquisizione e coperti da specifiche indemnity a fronte delle quali siano stati rilevati crediti verso il venditore ed in via residuale alla rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino dei parchi eolici e solari.

I **decrementi** del periodo si riferiscono principalmente ad utilizzi a fronte di oneri sostenuti nel periodo.

La **variazione dell'area di consolidamento** accoglie importi meglio descritti nel corrispondente paragrafo.

## NOTA 18 - PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

	30.06.2018	31.12.2017
Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine	744.607	670.555
- quota corrente finanziamenti a medio-lungo termine	(129.990)	(58.625)
	<b>614.616</b>	<b>611.930</b>
Project financing a medio-lungo termine	1.222.515	1.114.706
- quota corrente Project financing	(153.569)	(143.815)
	<b>1.068.946</b>	<b>970.891</b>
Prestito obbligazionario <sup>(1)</sup>	<b>99.519</b>	<b>99.465</b>
Fair value derivati di copertura su tassi di interesse	<b>96.832</b>	<b>106.428</b>
Altri debiti finanziari a medio-lungo termine	<b>5.158</b>	-
<b>Totale</b>	<b>1.885.072</b>	<b>1.788.714</b>

(1) il valore del prestito obbligazionario non convertibile di importo pari a 100 milioni di Euro, il cui processo di emissione e collocamento presso investitori istituzionali si è concluso in data 19 luglio 2017, è esposto al netto del valore residuo dell'upfront fee secondo quanto previsto dal metodo del costo ammortizzato.

### Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine

I mutui e i finanziamenti al 30 giugno 2018 sono pari a 744,6 milioni di Euro (670,6 milioni al 31 dicembre 2017) riferibili a:

- corporate acquisition loan di 350 milioni di Euro, sottoscritto con un pool di sette mandated lead arranger e bookrunner 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 S.p.A. (150 milioni) e UBI Banca S.p.A. (100 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. e con UniCredit S.p.A. (75 milioni) per il finanziamento di progetto relativo al parco eolico di Corni (Romania);
- un corporate loan con Mediocredito (70 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite a inizio anno.

I finanziamenti sono esposti al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un totale di 10,6 milioni. Tali costi sono stati rilevati negli oneri finanziari del primo semestre 2018 secondo il metodo del costo ammortizzato, in applicazione dello IAS 39, per un ammontare pari a 1,0 milione.

## Project Financing a medio-lungo termine

Si riepilogano nella seguente tabella le principali caratteristiche dei project financing in essere al 30 giugno 2018:

Società	Parco Eolico / Centrale termoelettrica	Valore netto contabile asset	Valore contabile passività finanziaria	DEBITO FINANZIARIO ASSOCIATO		
				Forma tecnica	Erogazione / Scadenza	Copertura
ERG Wind Investments	Parchi eolici Gruppo ERG Wind	354.195	433.428	Project financing	2008 2022	IRS: tasso fisso medio 4,46%
ERG Eolica Adriatica	Rotello - Ascoli Satriano (CB/FG)	114.883	93.090	Project financing	2009 2025	IRS: tasso fisso 4,176%
ERG Eolica Fossa del Lupo	Fossa del Lupo (CZ)	99.543	70.686	Project financing	2017 2027	IRS: tasso fisso 2,26%
ERG Eolica Campania	Bisaccia 2 - Foiano - Molinara - Baselice - Lacedonia 2 (AV/BN)	76.024	28.689	Project financing	2009 2020	IRS: tasso fisso 4,37%
ERG Eolica Ginestra	Ginestra (BN)	55.229	26.624	Project financing	2010 2025	IRS: tasso fisso 3,27%
ERG Eolica Amaroni	Amaroni (CZ)	28.821	19.745	Project financing	2017 2027	IRS: tasso fisso 1,68%
Green Vicari	Vicari (PA)	15.135	4.524	Project financing	2008 2019	Finanziamento a tasso variabile e in parte fisso
ERG Eolica Faeto	Faeto (FG)	10.605	12.550	Project financing	2007 2021	IRS tasso fisso 2,13%
Eoliennes du Vent Solaire	Plogastel Saint Germaine (Francia)	3.240	3.239	Project financing	2011 2025	finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien les Mardeaux	Les Mardeaux (Francia)	1.911	1.772	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de Hetomesnil	Hetomesnil (Francia)	1.927	1.204	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de Lihus	Lihus (Francia)	2.029	995	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de la Bruyere	La Bruyere (Francia)	1.842	660	Project financing	2005 2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien du Carreau	Carreau (Francia)	1.539	1.096	Project financing	2005 2019	Finanziamento a tasso variabile
ERG Eolica Basilicata	Palazzo San Gervasio (PZ)	35.242	29.799	Project financing	2017 2027	IRS: tasso fisso 1,456%
EW Ormeta 2 SP. Z.O.O.	Radziejów (Poland)	91.944	35.429	Project financing	2015 2029	IRS: tasso fisso 2,47% (wibor)
K & S ENERGY EOOD	Kavarna/Hrabovo	44.527	16.711	Project financing	2012/13 2018	IRS: tasso fisso 1,16% IRS: tasso fisso 1,56%
ERG Wind France 1	Vari francesi	42.516	25.089	Project financing	2016 2025	IRS: tasso fisso -0,065%
ERG Power	Impianto CCGT	238.176	53.376	Project financing	2010 2021	IRS: tasso fisso 2,77%
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Jallais (Francia)	6.560	6.548	Project financing	2013 2027	IRS: tasso fisso 2,025%
Parc Eolien de Garcelles Sacqueville S.a.s.	Caen Garcelles (Francia)	5.699	5.558	Project financing	2007 2023	IRS: tasso fisso 3,75%
S.a.s. Societé de exploitation du P.E. de la Souterraine	La Souterraine (Francia)	6.003	6.442	Project financing	2013 2028	IRS: tasso fisso 2,01%
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Oyré (Francia)	10.573	9.467	Project financing	2014 2029	Finanziamento per il 40% a tasso fisso
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	St Riquier 1 (Francia)	7.746	9.655	Project financing	2009 2027	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Frehne I & II (Germania)	14.929	11.880	Project financing	2013 2030	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Achmer Vinte (Germania)	2.311	4.801	Project financing	2006 2021	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Cottbus (Germania)	20.328	18.585	Project financing	2007 2025	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Chaude Vallée S.a.r.l.	Chaude Vallée (Francia)	10.437	11.536	Project financing	2011 2027	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Hauts Moulins (Francia)	11.257	11.184	Project financing	2012 2028	Finanziamento per l'86% a tasso fisso
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Morvillers (Francia)	11.289	11.735	Project financing	2012 2027	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Moulins des Champs (Francia)	11.176	11.054	Project financing	2012 2028	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	St Riquier 3 (Francia)	12.043	13.011	Project financing	2014 2028	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	St Riquier 4 (Francia)	10.350	11.075	Project financing	2014 2028	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Dobberkau (Germania)	18.735	13.020	Project financing	2014 2025	IRS: tasso fisso 0,949%
ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG	Hermersberg (Germania)	845	642	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG	Ober Kostenz (Germania)	3.349	2.389	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind WB GmbH & Co. KG	Waldfischbach Burgalben (Germania)	4.292	2.897	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG	Welchweiler (Germania)	1.480	1.032	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Weselberg (Germania)	3.776	2.275	Project financing	2016 2024	Finanziamento a tasso fisso
ERG Solar Holding S.r.l.	Impianti Fotovoltaici Italia	152.802	166.571	Project financing	2016 2030	IRS: tasso fisso 1,48%
ISAB Energy Solare (S.r.l.)	Priolo Gargallo Italia	2.474	2.500	Project financing	2011 2029	IRS: tasso fisso 2,81%
Parc Eolien de la vallee de Torfou S.a.r.l.	Torfou (Francia)	14.344	14.172	Project financing	2017 2034	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Melier (Francia)	10.096	11.154	Project financing	2015 2031	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien de Voie Sacrée S.a.s.	Voie Sacrée (Francia)	6.858	4.626	Project financing	2016 2021	Finanziamento a tasso variabile e in parte fisso
<b>Totale</b>			<b>1.222.515</b>			

Per maggiori dettagli relativi ai nuovi project financing rispetto a quelli descritti nel Bilancio Consolidato 2017 si rimanda alla [Nota 25 - Covenant e negative pledge](#).

### Altri debiti finanziari a medio-lungo termine

Gli Altri debiti a medio lungo termine accolgono debiti per acquisto di partecipazioni in società operanti nel business eolico.

Al 30 giugno 2018 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing era dell'1,39% (1,48% al 31 dicembre 2017). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Le scadenze, divise per anno, dei debiti bancari a medio-lungo termine in essere, sono le seguenti:

	<b>Mutui e finanziamenti</b>	<b>Project Financing</b>
entro 30.06.2019	129.990	153.569
entro 30.06.2020	251.000	172.246
entro 30.06.2021	324.250	166.442
entro 30.06.2022	8.750	136.970
entro 30.06.2023	8.750	328.630
oltre 30.06.2023	121.386	264.658
<b>Totale</b>	<b>844.126</b>	<b>1.222.515</b>
	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
<b>Garantiti da immobilizzazioni materiali di proprietà</b>		
con scadenze fino a dicembre 2030	1.222.515	1.114.706
<b>Non garantiti</b>		
con scadenze fino a giugno 2030	844.126	770.020
<b>Totale</b>	<b>2.066.641</b>	<b>1.884.726</b>

Si rimanda inoltre alla [Nota 25 - Covenants e negative pledge](#) del presente documento e alla [Nota 26](#) del Bilancio Consolidato 2017.



### Altri debiti finanziari a medio-lungo termine

Gli altri debiti finanziari a medio-lungo termine includono le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 97 milioni di Euro (106 milioni al 31 dicembre 2017) di cui si fornisce qui di seguito il dettaglio:

(Migliaia di Euro)	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30.06.2018	31.12.2017
ERG Wind Investments Ltd.	IntesaSanpaolo	IRS	31/12/22	(33.491)	(37.618)
ERG Wind Investments Ltd.	IntesaSanpaolo	IRS	31/12/22	(25.074)	(28.163)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15/06/22	(5.205)	(5.870)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	ING	IRS	15/06/22	(5.259)	(5.870)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15/06/22	(5.205)	(5.870)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	30/06/25	(18)	-
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/25	(7)	-
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(18)	-
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	ING	IRS	31/12/25	(1.818)	(1.968)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Crédit Agricole	IRS	31/12/25	(1.573)	(1.692)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Centrobanca	IRS	31/12/25	(1.200)	(1.299)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(70)	(51)
ERG Eolica Campania S.p.A.	Unicredit	IRS	31/05/20	(515)	(684)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(869)	(977)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Centrobanca	IRS	30/06/25	(869)	(977)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(869)	(977)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	ING	IRS	31/12/26	(494)	(518)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/26	(494)	(518)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(6)	(5)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Banco popolare	IRS	31/12/21	(234)	(289)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Unicredit	IRS	31/12/21	(234)	(289)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(32)	(53)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(33)	(55)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(30)	(50)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(32)	(52)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(31)	(51)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(32)	(53)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(32)	(54)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(34)	(56)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	30/06/31	(702)	(713)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Credit Agricole	IRS	30/06/31	(702)	(713)
K & S Energy Eood	Raiffeisen Bank	IRS	31/12/18	(82)	(169)
K & S Energy Eood	Raiffeisen Bank	IRS	31/12/18	(21)	(43)
ERG Power S.r.L.	BNP Paribas BNL	IRS	31/12/21	(883)	(1.125)
ERG Power S.r.L.	IntesaSanpaolo	IRS	31/12/21	(883)	(1.125)
ERG Power S.r.L.	Credit Agricole	IRS	31/12/21	(708)	(902)
ERG Power S.r.L.	Santander	IRS	31/12/21	(140)	(179)
ERG Power S.r.L.	Centrobanca	IRS	31/12/21	(140)	(179)
ERG Power S.r.L.	ING	IRS	31/12/21	(140)	(179)
ERG S.p.A.	ING	IRS	06/08/20	(343)	(395)
ERG S.p.A.	BNP Paribas BNL	IRS	06/08/20	(333)	(381)
ERG S.p.A.	Unicredit	IRS	06/08/20	(345)	(398)
ERG S.p.A.	Barclays	IRS	06/08/20	(328)	(376)
ERG S.p.A.	IntesaSanpaolo	IRS	06/08/20	(344)	(396)
ERG S.p.A.	Credit Agricole	IRS	06/08/20	(349)	(403)
ERG S.p.A.	Natixis	IRS	06/08/20	(345)	(398)
ERG S.p.A.	UBI Banca	IRS	26/02/21	(284)	(101)
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	15/03/21	(1.316)	(1.218)
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	30/06/23	(354)	-
ERG S.p.A. (1)	Unicredit	IRS	21/04/21	(120)	-
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Credit Cooperatif	IRS	02/08/27	(217)	(231)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Credit Cooperatif	IRS	30/07/27	(221)	(236)
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Nord LB	IRS	30/06/23	(473)	(555)

(1) al 31 dicembre 2017 il fair value del presente strumento derivato era positivo e classificato nelle attività finanziarie non correnti

(segue)

	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30.06.2018	31.12.2017
<b>(Migliaia di Euro)</b>					
S.a.s. Societ� de exploitation du P.E. de la Souterraine	Credit Cooperatif	IRS	29/12/28	(549)	(580)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Natixis	IRS	01/07/29	(358)	(375)
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Saar	IRS	31/12/24	(184)	(165)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/29	(309)	(301)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/30	(100)	(98)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Nord LB	IRS	31/12/25	(416)	(429)
ERG Solar Holding S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	30/06/30	(108)	-
ERG Solar Holding S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/30	(108)	-
ERG Solar Holding S.r.l.	UniCredit	IRS	30/06/30	(128)	-
ERG Solar Holding S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	30/06/30	(111)	-
ERG Solar Holding S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/30	(112)	-
ERG Solar Holding S.r.l.	UniCredit	IRS	30/06/30	(132)	-
ISAB Energy Solare S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	30/06/29	(331)	-
Voie Sacree	Banco de Sabadell	IRS	01/08/21	(279)	-
Voie Sacree	Banco de Sabadell	IRS	01/08/22	(57)	-
<b>Totale</b>				<b>(96.832)</b>	<b>(106.428)</b>

## NOTA 19 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

	30.06.2018	31.12.2017
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821
Debiti per imposte pregresse da fusione societ� estere	18.594	18.594
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	2.057	2.141
Debiti verso il personale	353	2.134
Altre poste minori	4.856	8.260
<b>Totale</b>	<b>35.681</b>	<b>40.950</b>

## NOTA 20 - ALTRI FONDI CORRENTI

	30.06.2018	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area di consolidamento	31.12.2017
Fondo oneri per copertura perdite societ� partecipate	6.402	514	(123)	-	-	6.011
Fondo rischi ambientali correnti	78	-	-	-	-	78
Fondo rischi fiscali correnti	6.104	949	(1.237)	-	-	6.392
Fondo rischi istituzionali correnti	24.272	56	-	-	-	24.216
Fondo rischi legali correnti	6.022	1.555	(6.789)	-	-	11.256
Altri fondi rischi e oneri correnti	4.935	261	(845)	-	229	5.290
<b>TOTALE</b>	<b>47.812</b>	<b>3.335</b>	<b>(8.994)</b>	<b>-</b>	<b>229</b>	<b>53.242</b>

Gli Altri fondi correnti al 30 giugno 2018 sono pari a 47.812 migliaia di Euro (53.242 migliaia di Euro al 31 dicembre 2017) e sono composti come segue.

Il **fondo oneri per copertura perdite societ  partecipate**   relativo alla societ  controllata non consolidata integralmente ERG Petroleos, non pi  operativa, in corso di liquidazione.

Il **fondo rischi istituzionali correnti** comprende:

- il fondo per oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (15,2 milioni), relativi a parchi eolici acquisiti nell'ambito dell'operazione ERG Wind ed oggetto di revoca da parte del Ministero dello Sviluppo Economico come meglio commentato alla **Nota 5**. Si precisa che i rischi connessi alla revoca dei predetti contributi sono coperti

negli accordi di acquisizione di ERG Wind da specifiche obbligazioni di indennizzo rilasciate da parte del venditore e pertanto si è proceduto a stanziare il relativo credito nelle "Altre attività correnti";

- il fondo rischi su oneri potenziali società estere (9 milioni) relativo a potenziali passività relative alla Romania.

Gli **incrementi** si riferiscono principalmente:

- ad oneri per copertura perdite società partecipate (0,5 milioni);
- a contenziosi di natura fiscale (0,9 milioni);
- ad oneri relativi sull'esito di progetti legati al business eolico (1,1 milioni);
- a poste afferenti società partecipate del business eolico (Euro 0,3 milioni).

I **decrementi** sono relativi principalmente a:

- utilizzi a seguito dell'accordo transattivo a seguito della chiusura di una vertenza contrattuale in essere con un cliente grossista dal 2010 (Euro 2,7 milioni);
- rilasci a seguito di esiti favorevoli ed estinzione del rischio relativi a contenziosi afferenti il business eolico (Euro 3,3 milioni);
- utilizzi relativi a contenziosi di natura fiscale manifestatisi nel periodo (Euro 1,2 milioni).

La **variazione dell'area di consolidamento** accoglie importi evidenziati nel paragrafo **Variazione Area di Consolidamento**.

## NOTA 21 - DEBITI COMMERCIALI

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Debiti verso fornitori	75.973	126.716
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	5	80
<b>Totale</b>	<b>75.978</b>	<b>126.796</b>

Trattasi di debiti derivanti da rapporti di natura commerciale che hanno scadenza entro l'esercizio successivo. Si riferiscono principalmente a debiti per acquisto utilities (gas ed energia elettrica) e per investimenti.

Si segnala che nel periodo è stata liquidata una posizione debitoria di circa 42 milioni, relativa ad acquisti dell'ex business Oil, precedentemente non liquidata per intercorse limitazioni derivanti dalla normativa internazionale.

## NOTA 22 - PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

	30.06.2018	31.12.2017
<b>Passività bancarie a breve</b>	<b>40.028</b>	<b>82.958</b>
<b>Altre passività finanziarie a breve:</b>		
Quota corrente finanziamenti verso banche a medio-lungo termine	129.990	58.625
Quota corrente project financing verso banche a medio-lungo termine	153.569	143.815
Altri debiti finanziari	4.632	2.253
	<b>288.191</b>	<b>204.693</b>
<b>Totale</b>	<b>328.219</b>	<b>287.651</b>

Di seguito sono esposte le principali informazioni relative alle "Passività bancarie a breve":

- gli importi delle linee di credito a breve utilizzate al 30 giugno 2018 sono pari al 13% del totale degli importi accordati (16% al 31 dicembre 2017);
- l'utilizzo medio nel corso del periodo delle linee di credito a breve è stato pari al 14% del totale degli importi accordati (12% al 31 dicembre 2017).

Tali linee sono a revoca e non supportate da garanzie.

NOTA 23 - INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO<sup>(1)</sup>

(Migliaia di Euro)	Note	30.06.2018	31.12.2017
Mutui / Finanziamenti a medio-lungo termine	17	744.607	670.555
- quota corrente mutui e finanziamenti	17, 21	(129.990)	(58.625)
Prestito obbligazionario	17	99.519	99.465
Fair Value derivati di copertura su tassi di interesse	17	96.832	106.428
Atri debiti finanziari non correnti		5.158	-
<b>Totale</b>		<b>816.126</b>	<b>817.823</b>
Project Financing a medio-lungo termine	17	1.222.515	1.114.706
- quota corrente Project Financing	17, 21	(153.569)	(143.815)
<b>Totale</b>		<b>1.068.946</b>	<b>970.891</b>
<b>Indebitamento finanziario a medio - lungo termine/ (Disponibilità finanziarie a medio-lungo termine)</b>		<b>1.885.072</b>	<b>1.788.714</b>
Debiti verso banche a breve termine	21	170.018	141.583
Debiti finanziari a breve termine	21	4.632	2.253
<b>Totale</b>		<b>174.650</b>	<b>143.836</b>
Disponibilità liquide	12	(585.994)	(675.203)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	11	(124.006)	(29.407)
<b>Totale</b>		<b>(710.000)</b>	<b>(704.610)</b>
Project Financing a breve termine	17, 21	153.569	143.815
Disponibilità liquide	12	-	(137.789)
<b>Totale</b>		<b>153.569</b>	<b>6.026</b>
<b>Indebitamento finanziario netto a breve termine/ (Disponibilità finanziarie a breve termine)</b>		<b>(381.781)</b>	<b>(554.748)</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>		<b>1.503.291</b>	<b>1.233.966</b>

(1) Per la definizione di Indebitamento Finanziario Netto si rimanda al capitolo [Indicatori Alternativi di Performance](#) della [Relazione Intermedia sulla Gestione](#).

L'indebitamento finanziario netto risulta pari a 1.503 milioni, in incremento di 269 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 principalmente a seguito dei seguenti impatti ed al flusso di cassa del periodo al netto degli investimenti e delle variazioni puntuali del circolante:

- +318 milioni impatto complessivo delle operazioni descritte nella sezione [Variazione area di consolidamento](#);
- +171 milioni distribuzione di dividendi agli Azionisti;
- -98 milioni incasso di incentivi (tariffa incentivante Italia).

Nella posizione finanziaria netta sono rilevate passività finanziarie relative al fair value di strumenti derivati a copertura del tasso di interesse per circa 97 milioni (106 milioni al 31 dicembre 2017).

Si riporta nella tabella seguente la riconciliazione con l'indebitamento finanziario netto riportato in [Relazione intermedia sulla Gestione](#):

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
<b>Indebitamento Finanziario Netto</b>	<b>1.503.291</b>	<b>1.233.966</b>
Disponibilità liquide Brockaghboy Windfarm	-	(1.293)
Crediti verso api	(36.369)	-
Fair value positivi IRS	(482)	-
<b>Indebitamento Finanziario Netto Relazione intermedia sulla Gestione</b>	<b>1.466.440</b>	<b>1.232.673</b>

## NOTA 24 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

	<b>30.06.2018</b>	<b>31.12.2017</b>
Debiti verso erario	57.506	32.201
Debiti verso il personale	4.200	11.193
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	4.119	6.028
Debiti per Consolidato Fiscale verso TotalErg S.p.A.	-	5.951
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	853	50
Altre passività correnti	15.461	29.385
<b>Totale</b>	<b>82.139</b>	<b>84.808</b>

I debiti verso erario sono relativi al debito per saldo imposte 2017, pagato a luglio 2018, alla stima delle imposte sul reddito di competenza del periodo ed al debito per IVA da versare.

Si segnala che nel mese di luglio 2018 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'Erario per circa 8 milioni di Euro a titolo di saldo 2017 e acconto 2018.

## NOTA 25 - COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2018 si segnalano le seguenti novità rispetto a quanto segnalato nella Nota 25 del Bilancio Consolidato 2017.

### Finanziamenti acquisiti nell'ambito della business combination ForVei

#### Finanziamento erogato nell'agosto 2016 alla società **ERG Solar Holding S.r.l.** (già **FVH1 S.r.l.**) pari ad Euro 177 milioni al 30 giugno 2018

Le garanzie concesse prevedono l'ipoteca sui beni immobili, privilegio speciale sui beni, pegno su 100% del capitale sociale e sui conti correnti vincolati (6,1 milioni al 30 giugno 2018). Il finanziamento è inoltre soggetto ai seguenti covenants e negative pledges:

- Debt Service Coverage Ratio Storico e Prospettico (DSCRS - Rapporto di copertura del debito): è calcolato, per ogni periodo di 12 mesi antecedente e successivo a ogni data di calcolo, come rapporto tra il flusso di cassa del progetto al netto dei flussi IVA e l'ammontare complessivo del rimborso del debito (linea base) previsto dal piano di ammortamento della quota capitale della linea base, della somma degli interessi, commissioni, costi corrisposti o da corrispondere in relazione alle linee di credito e delle somme corrisposte o da corrispondere da parte della società alle banche hedging o da parte delle banche hedging alla società ai sensi dei contratti di hedging.
- Loan Life Cover Ratio (LLCR – Rapporto di copertura del debito sulla durata dei finanziamenti): il LLCR è calcolato come rapporto tra il valore attuale netto, scontato al costo medio ponderato del debito, dei flussi di cassa operativi previsti dalla società nei periodi intercorrenti tra la data di calcolo e l'anno di scadenza del debito e l'ammontare del debito in essere alla data di calcolo.
- Il rapporto Debt to Equity (patrimonio netto + shareholder Loan) che non può essere superiore al rapporto di 80/20. Se il DSCR Storico e Prospettico risultino inferiori a 1,15, ERG Solar Holding S.r.l. non può procedere alla distribuzione di dividendi ai soci, né rimborsare debiti subordinati senza una preventiva autorizzazione delle banche. Nel caso in cui il DSCR Storico o Prospettico sia inferiore a 1,05 e/o il Loan Life Cover Ratio sia inferiore a 1,10 e la società non ponga in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.
- Il Progetto prevede un negative pledge che tutela il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito. Pertanto ERG Solar Holding S.r.l. non può rilasciare ulteriori garanzie sui suoi beni a meno che non si tratti di garanzie rilasciate in base alla legge.

Il DSCR viene calcolato due volte l'anno alle date di calcolo del 31 dicembre e del 30 giugno, sulla base dei 12 mesi precedenti. L'ultimo DSCR al 31 dicembre 2017 è stato inviato alle banche il 16 luglio 2018.

#### Contratti di Leasing finanziario delle Società **ERG Solar Piemonte 1 S.r.l.**, **ERG Solar Piemonte 2 S.r.l.**, **ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.**, **ERG Solar Piemonte 4 S.r.l.** ed **ERG Solar Piemonte 5 S.r.l.**

Contratti di locazione finanziaria degli impianti fotovoltaici con Mediocredito Italiano ad un tasso del 6.5%.

Il 22 giugno 2018 è stato rinegoziato con la stessa banca l'estinzione anticipata di tutti i Leasing e la contestuale apertura di un contratto di finanziamento Corporate per 70 Euro/m con spread 1,30% più Euribor 6 mesi. Il finanziamento non prevede particolari covenant. L'unica previsione è l'impegno dal 2020 a mantenere i covenant finanziari (Net Debt / EBITDA o analogo) che il Gruppo concederà nell'abito delle rinegoziazioni dei finanziamenti corporate già in essere. L'impatto positivo derivante dalla chiusura anticipata dei finanziamenti e l'impatto negativo legato all'estinzione anticipata dei contratti di leasing sono stati contabilizzati nel conto economico del semestre.

### Finanziamenti acquisiti nell'ambito della business combination Vent d'Est

**Finanziamento sottoscritto da Parc Eolien de Voie Sacrée S.a.s. con Banco de Sabadell S.A., Banco Santander Central Hispano, Caixa d'Estalvis de Catalunya in data 31 dicembre 2016 e con scadenza 2 agosto 2021 pari ad Euro 4,6 milioni al 30 giugno 2018**

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica e prospettica deve essere superiore a 1,05.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore o uguale a 1,10; Debt/Equity ratio minore o uguale a 85/15; ratio subordinated loan/senior loan minore o uguale a 12%.

Il DSCR viene calcolato una volta l'anno alla data di calcolo del 31 dicembre. L'ultimo DSCR al 31 Dicembre 2017 è stato inviato alle banche il 1° marzo 2018.

### Finanziamenti acquisiti nell'ambito della business combination EPURON

**Finanziamento sottoscritto da Parc Eolien de La Vallee De Torfou con Auxifip in data 5 ottobre 2017 e con scadenza 28 febbraio 2034 pari ad Euro 15 milioni al 30 giugno 2018**

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica e prospettica deve essere superiore a 1,05.
- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle società, i suoi beni e i conti correnti.
- Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore a 1,15; conto della DSRA - Debit Service Reserve Account - pienamente costituito; Ratio di Leva Finanziaria minore o uguale al rapporto 90/10 in caso di rimborso di shareholder loan.

**Finanziamento sottoscritto da Parc Eolien du Melier con Auxifip in data 17 dicembre 2015 e con scadenza 30 novembre 2031 pari ad Euro 11 milioni al 30 giugno 2018**

- Il principale covenant finanziario è il DSCR (Rapporto di copertura del debito) che su base storica e prospettica deve essere superiore a 1,05.



- I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle società, i suoi beni e i conti correnti.
  - Le principali condizioni per la distribuzione sono: DSCR superiore a 1,15; conto della DSRA - Debit Service Reserve Account - pienamente costituito; Ratio di Leva Finanziaria minore o uguale a 85/15, se il rimborso dello shareholder avviene entro 4 anni dalla Date de Consolidation, altrimenti minore o uguale a 90/10.
- Il DSCR viene calcolato una volta l'anno alla data di calcolo del 31 dicembre. L'ultimo DSCR al 31 Dicembre 2017 è stato inviato alle banche a marzo 2018.

Alla data di redazione del presente documento tutti i covenant dei finanziamenti di Gruppo risultano essere rispettati.

## NOTA 26 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività. Tuttavia, sulla base delle informazioni a disposizione e considerando i fondi rischi stanziati, si ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno ulteriori effetti negativi significativi sul Gruppo.

### Sito di Priolo

In data 30 dicembre 2013 ERG S.p.A. ha ceduto l'ultima quota detenuta in ISAB S.r.l., uscendo in via definitiva dal business della Raffinazione Costiera.

Tuttavia, risultano ancora in essere alcune passività potenziali legate al Sito di Priolo rivenienti dagli anni precedenti e non ancora definite compiutamente.

In occasione della redazione del Bilancio 2013, in considerazione dell'alea insita nei contenziosi anche tributari, della complessità dei rapporti di sito e in generale della conclusione delle attività legate al business della Raffinazione Costiera si era proceduto a una valutazione complessiva del rischio connesso alle tematiche sopra commentate, stimando lo stanziamento di un "Fondo Sito di Priolo" pari a 91 milioni di Euro (80 milioni al 30 giugno 2018). In particolare:

- con riferimento alla controversia a suo tempo instaurata da ERG Raffinerie Mediterranee (ora ERG S.p.A.) con le Autorità Tributarie in merito all'applicazione delle **tasse portuali** agli imbarchi e sbarchi presso il pontile di Santa Panagia, si ricorda che in data 6 aprile 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa si è pronunciata nel merito accogliendo parzialmente il ricorso della Società e dichiarando non dovute le tasse portuali fino a tutto il 2006, dichiarandole invece dovute a partire dal 2007. La sentenza di primo grado è stata impugnata nei termini dall'Agenzia delle Entrate e da ERG con appello incidentale relativamente al periodo successivo al 2006. Nel corso dell'udienza di discussione dell'11 febbraio 2013 sono state esposte al Collegio da parte dell'Avvocatura dello Stato e da parte dei legali della Società le tesi a sostegno di ciascuna parte. La sentenza di secondo grado, emessa dalla Commissione Tributaria Regionale e depositata in data 27 maggio 2013, ha definito l'appello riformando la sentenza di primo grado in senso negativo per ERG. A seguito di un'approfondita valutazione delle motivazioni della sentenza di secondo grado, la Società ha deciso di ricorrere per Cassazione, ritenendo le proprie ragioni solidamente

fondate (in particolare riguardo alla nozione di porto ai sensi della Legge 84/94 e alla presunta valenza novativa o retroattiva dell'art. 1 comma 986 della Legge Finanziaria per il 2007). La Commissione Tributaria Regionale di Siracusa in data 4 novembre 2013 ha accolto la richiesta di sospensiva dell'efficacia della sentenza di secondo grado a fronte del rilascio di una fideiussione assicurativa a prima richiesta in favore dell'Agenzia delle Dogane. Si attende la fissazione dell'udienza. Si ricorda che a partire dal 2007 i tributi di riferimento erano già stati rilevati a Conto Economico per competenza e nessun accantonamento era stato invece effettuato per gli anni dal 2001 al 2006;

- con riferimento al **rischio ambientale**, per quanto riguarda il Sito Sud la probabilità di esposizione a passività potenziali è giudicata remota in quanto il rischio in commento è già circoscritto dalla transazione sottoscritta con il Ministero dell'Ambiente nell'agosto 2011 e registrata dalla Corte dei Conti in data 20 dicembre 2011 e quantificato dal Settlement Agreement sottoscritto in data 30 dicembre 2013 tra ERG S.p.A. e LUKOIL. Per quanto riguarda il Sito Nord, in dipendenza del duplice meccanismo di garanzie derivante sia dal contratto perfezionato con ENI (precedente proprietario del sito), che da quello perfezionato con Lukoil (nuovo proprietario) ne deriva quanto segue: (i) per i potenziali danni ambientali antecedenti il 1° ottobre 2002, risponde ENI illimitatamente; (ii) con riferimento ai potenziali danni relativi al periodo 1° ottobre 2002-1° dicembre 2008 e derivanti dalla violazione delle garanzie ambientali rilasciate da ERG, risponde quest'ultima. Alla responsabilità contrattuale di ERG nei confronti di Lukoil si applicano le seguenti limitazioni: (a) limite massimo superiore applicabile pari al prezzo di cessione della partecipazione in ISAB S.r.l.; (b) le garanzie ambientali hanno una durata di 10 anni e nel caso di incerta identificazione del periodo cui si riferisce il potenziale danno si applica un decalage sino al 2018. Nel contratto con LUKOIL è prevista una responsabilità di ERG illimitata nel tempo per i potenziali danni legati a eventi noti al momento di stipula del contratto (Known Environmental Matters). Fino a un importo di 33,4 milioni di Euro gli oneri sono ripartiti tra ERG e LUKOIL (51% e 49%).

In data 9 settembre 2017 il Ministero dell'Ambiente ha diffidato alcune delle aziende del sito di Priolo, tra cui ERG Power S.r.l., ERG Power Generation S.p.A., a provvedere alla bonifica della Rada di Augusta. La richiesta risulta illegittima e, pertanto, è stata impugnata dinanzi al Giudice amministrativo. ERG S.p.A. non è parte del procedimento, ma le tematiche ambientali relative alla Rada di Augusta rilevano nell'ambito delle garanzie ambientali presenti nei vari contratti con ENI e LUKOIL.

- con riferimento ai **rapporti commerciali di sito** rimangono ancora in via residuale alcune posizioni minori sia di natura creditoria che debitoria relative principalmente a forniture di prodotti petroliferi e utilities relative ad anni precedenti.

In occasione della redazione del presente documento, il Management del Gruppo, assistito dalle funzioni aziendali preposte e dai pareri dei propri consulenti legali e fiscali, ha curato una complessiva rianalisi delle tematiche sopra descritte, rilevando la sostanziale assenza di elementi di novità e confermando pertanto la congruità delle valutazioni precedentemente operate.

Al 30 giugno 2018, pertanto, il fondo rischi è ritenuto adeguato e nel periodo non si segnalano variazioni significative rispetto al 31 dicembre 2017.

## TotalErg

Il 3 dicembre 2013, presso le sedi di TotalErg S.p.A. di Roma e Milano e di ERG S.p.A. di Genova, la Guardia di Finanza di Roma ha dato esecuzione al decreto di perquisizione emesso dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma nell'ambito di un procedimento penale avviato nei confronti di alcuni esponenti di ERG S.p.A. e di TotalErg S.p.A. (società nata dalla fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A. in ERG Petroli S.p.A.).

Le indagini - secondo quanto risulta dall'imputazione formulata nel menzionato decreto - avevano ad oggetto presunte irregolarità fiscali riferite all'esercizio 2010, che sarebbero state realizzate attraverso la registrazione nella contabilità di TotalErg S.p.A. di fatture per asserite operazioni inesistenti di acquisto greggi, emesse per complessivi 904 milioni di Euro da società con sede alle Bermuda appartenenti al Gruppo Total, i cui costi sono stati inclusi nelle dichiarazioni fiscali di TotalErg S.p.A., e recepite dalla consolidante ERG S.p.A. nella dichiarazione del Consolidato fiscale nazionale del Gruppo ERG.

Non appena avuta notizia delle indagini in corso, la Società ha avviato un'intensa attività di verifica, diretta alla puntuale ricostruzione dei fatti e delle operazioni oggetto di contestazione, nonché un'attenta analisi del sistema dei controlli interni.

Sotto il profilo tributario, in data **6 agosto 2014** ERG S.p.A., a seguito delle stesse indagini, ha ricevuto in qualità di consolidante fiscale, un processo verbale di constatazione (PVC) da parte della Guardia di Finanza di Roma redatto nei confronti di TotalErg il cui contenuto richiama sostanzialmente le predette contestazioni.

Si segnala inoltre che, in pari data, TotalErg ha ricevuto un processo verbale di constatazione per presunte irregolarità fiscali relative a Total Italia per gli anni 2007, 2008, 2009, di natura e importi sostanzialmente analoghi, per ciascuno esercizio, a quelle sopra richiamate, riferite quindi a periodi anteriori alla costituzione della joint venture TotalErg.

A fronte dei citati processi verbali di constatazione ERG S.p.A. e TotalErg S.p.A., per ribadire ulteriormente la correttezza del proprio operato, hanno presentato all'Amministrazione Finanziaria proprie osservazioni e note di approfondimento.

In data **26 giugno 2015** è stato notificato ad ERG S.p.A. in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg S.p.A., in qualità di consolidata (ex ERG Petroli S.p.A.), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg S.p.A. 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 citato 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 S.p.A., in qualità di incorporante di Total Italia S.p.A., 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 S.p.A., 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 S.p.A., pari a circa 3.797

milioni di Euro di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono considerevolmente, anche in questo caso, 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. In data 25 giugno 2018 è stata depositata la sentenza della Commissione tributaria regionale di Milano che conferma la sentenza di primo grado, favorevole per TotalErg S.p.A.

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 e l'udienza di merito è stata fissata per il 20 settembre 2018.

Il 17 maggio 2018 si è svolta l'udienza di merito dinanzi alla Commissione Tributaria di Roma per i rilevi IRES, Robin Tax, IRAP ed IVA per gli anni d'imposta 2010 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A.) e siamo in attesa della sentenza. 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).

### **Avviso di rettifica e liquidazione imposta di registro cessione ramo d'azienda ISAB Energy S.r.l.**

Con riferimento all'operazione di cessione del ramo d'azienda composto principalmente dalla centrale termoelettrica "IGCC" effettuata con rogito del 30 giugno 2014 da parte di ISAB Energy S.r.l. a favore di ISAB S.r.l., il 6 luglio 2016 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa - Ufficio territoriale di Noto (di seguito "Agenzia") ha notificato ad ERG S.p.A., quale incorporante nel dicembre 2015 della società cedente ISAB Energy S.r.l., un avviso di rettifica dei valori dichiarati in atto ai fini della liquidazione dell'imposta di registro.

Il medesimo avviso è stato notificato il 28 giugno 2016 ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido.

Sostanzialmente, l'Agenzia ha preteso rettificare l'importo dichiarato dalle parti ai fini dell'imposta di registro in relazione a ciascuna delle componenti del ramo d'azienda ceduto ed ha proceduto a rideterminare il valore della (sola) componente immobiliare rappresentata dall'impianto IGCC, valorizzata in atto in circa 7 milioni di Euro (al netto delle passività afferenti pari a circa 7 milioni di Euro), nel valore contabile della stessa al 30 giugno 2014 pari a circa 432 milioni di Euro, non effettuando quindi alcuna valutazione circa il fatto che i futuri risultati economici del ramo d'azienda ceduto fossero in grado di giustificare il citato valore.

L'Agenzia ha quindi accertato il valore venale complessivo del ramo d'azienda ceduto in circa 442 milioni di Euro, in luogo del corrispettivo di circa 25 milioni di Euro dichiarato dalle parti, corrispettivo comunque superiore all'importo del valore venale complessivo del ramo d'azienda pari a circa 13 milioni di Euro, determinato con relazione asseverata di stima da parte del perito terzo nominato da ISAB Energy.

Sulla base di tali presupposti, l'Agenzia ha provveduto pertanto ad accertare una maggiore imposta di registro di circa 37 milioni di Euro irrogando una sanzione pari alla maggiore imposta di registro accertata, oltre interessi (importo complessivo 76 milioni di Euro).

Per quanto riguarda l'analisi della fattispecie, si evidenzia che con il suo operato l'Agenzia si è limitata ad esprimere una diversa stima della "sola" componente immobilizzazioni materiali (impianto IGCC) del ramo d'azienda, e non del ramo d'azienda nel suo complesso, in manifesta violazione delle norme contenute nel Testo Unico Imposta Registro. In particolare, l'Agenzia ha individuato unicamente, quale base della rettifica, il valore contabile dell'impianto IGCC, astraendosi del tutto dall'analisi di alcuna sua redditività (positiva o negativa) nel contesto del ramo aziendale in cui l'impianto è destinato ad essere impiegato.

L'Agenzia, disconoscendo quindi i presupposti ed i criteri di stima che hanno condotto il perito a determinare il valore venale di circa 13 milioni di Euro, in particolare il venir meno dei flussi di cassa a seguito della risoluzione della Convenzione CIP 6, non ha per nulla considerato l'accertata redditività negativa prospettica del ramo d'azienda oggetto di cessione, ovvero il relativo badwill (come ampiamente descritto nella perizia del prof. Pozza peraltro già a mani dell'Agenzia).

Ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, con il supporto dei propri consulenti fiscali, ha proceduto alla presentazione del ricorso presso la Commissione tributaria provinciale competente e delle istanze di sospensione sia amministrativa sia giudiziale della riscossione provvisoria in corso di giudizio (l'importo oggetto di riscossione provvisoria è pari a circa 13 milioni di Euro).

In data 10 agosto 2016 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione.

In data 15 novembre 2016 si è tenuta l'udienza del merito presso la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa. Il 16 maggio 2017 la Commissione tributaria provinciale di Siracusa ha annullato l'atto impugnato, ma ha ri-determinato il valore dell'azienda ceduta ai fini dell'imposta di registro in circa 71 milioni di Euro (contro i circa 25 milioni di Euro dichiarati ai fini dell'imposta di registro).

Lo Studio che segue il contenzioso ha confermato l'infondatezza della pretesa impositiva come riformulata dalla CTP di Siracusa e la conseguente sussistenza di ragionevoli aspettative di sua radicale confutazione nei superiori gradi di giudizio.

In data 17 luglio 2017 ERG S.p.A. ha presentato appello alla Commissione Tributaria Regionale competente, richiedendo la sospensione degli effetti della sentenza di primo grado.

In data 9 settembre 2017 la Commissione tributaria regionale ha rigettato l'istanza di sospensione di cui sopra.

In data 13 ottobre 2017 la Direzione provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Siracusa, ha notificato specifico avviso di liquidazione liquidando una maggiore imposta di registro per 5,1 milioni di Euro, sanzioni per 5,1 milioni di Euro ed interessi al 10 ottobre 2017 per 0,6 milioni.

Il medesimo avviso è stato notificato l'11 novembre 2017 ad ISAB S.r.l. in qualità di società cessionaria obbligata in solido. Avverso il citato avviso di liquidazione in data 27 ottobre 2017 è stato proposto ricorso e contestuale istanza di sospensione giudiziale della riscossione.

In data 23 novembre 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione e fissato l'udienza di merito per lo scorso 17 gennaio 2018.

In data 15 gennaio 2018 si è svolta l'udienza di merito ed in data 24 gennaio 2018 la Commissione Tributaria Regionale (sezione distaccata) di Siracusa ha disposto con ordinanza la nomina a c.t.u. del dott. comm. Sebastiano Truglio da Catania.

In data 7 marzo 2018 con sentenza 1168/04/2018 la Commissione Tributaria Provinciale di Siracusa ha riliquidato in circa 2 milioni di Euro l'imposta dovuta con l'irrogazione di sanzioni ed interessi per complessivi circa 4,5 milioni di Euro. Alla sentenza ha fatto seguito la riemissione di un nuovo avviso di liquidazione da parte dall'Agenzia delle Entrate.

In data 11 maggio 2018 la Società ha proposto appello contro la menzionata sentenza, proponendo altresì istanza di sospensione giudiziale della riscossione.

Il Presidente della Commissione Tributaria Regionale di Siracusa ha fissato l'udienza per la sospensione giudiziale della riscossione per il 09 ottobre 2018; posto che il termine entro cui effettuare il versamento degli importi richiesti con il predetto avviso di liquidazione risultava essere il 15 giugno 2018 (quindi antecedente l'udienza per la sospensione giudiziale della riscossione), ERG S.p.A. si è vista costretta ad effettuare il versamento di circa 4,5 milioni di Euro (riscossione provvisoria in corso di giudizio).

Tale importo dovrà essere rimborsato dall'Agenzia delle Entrate nel caso di soccombenza della stessa nel giudizio di merito.

Alla data di approvazione del presente documento gli Amministratori confermano la valutazione del rischio adottata nei precedenti documenti, considerando il rischio non probabile e pertanto non procedendo a rilevare passività in merito.

### ERG Eolica Ginestra

Nel corso del 2014 ERG Eolica Ginestra S.r.l. è stata oggetto di una verifica fiscale per l'anno d'imposta 2010 ai fini IRES, IRAP ed IVA da parte della Direzione Provinciale di Genova della Agenzia delle Entrate, che si è conclusa con l'emissione di un processo verbale di constatazione notificato alla società in data 13 novembre 2014. L'Agenzia contesta unicamente un presunto illegittimo godimento dell'agevolazione fiscale disciplinata dall'art. 5 del D.L. n. 78/2009, convertito con modificazioni dalla legge n. 102/2009 ("Detassazione degli investimenti in macchinari") c.d. Tremonti-ter proponendo una ripresa a tassazione ai fini IRES del 50% degli investimenti che la società aveva agevolato fiscalmente nel 2010.

In data 30 marzo 2015 è stato notificato, ad ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) in qualità di consolidante fiscale e a ERG Eolica Ginestra S.r.l. in qualità di consolidata, un avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2010, confermando il rilievo operato in sede di verifica per un importo pari a circa 26 milioni di Euro di minore perdita fiscale.

In data 5 giugno 2015 la società ha presentato ricorso con relativa istanza di sospensione della riscossione che è stata accolta in data 16 luglio 2015.

Con sentenza depositata il 14 gennaio 2016 la commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto il ricorso presentato da ERG Eolica Ginestra S.r.l.

In data 24 maggio 2016 la Direzione Provinciale di Genova della Agenzia delle Entrate ha proposto ricorso alla Commissione Tributaria Regionale della Liguria avverso la sentenza di primo grado.

In data 19 giugno 2018 si è tenuta l'udienza da parte della Commissione Tributaria Regionale della Liguria e siamo in attesa della sentenza.

In considerazione di quanto sopra il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

### Contributi Legge 488/92 delle società ERG Wind

Nel periodo 2001-2005, precedentemente quindi all'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) delle relative società dal Gruppo International Power, erano stati assegnati alle medesime società fondi ai sensi della Legge 488/1992 per un totale di 53,6 milioni di Euro.

In relazione all'assegnazione di tali contributi nel corso del primo semestre 2007 è stata avviata un'indagine da parte delle Procura della Repubblica presso il Tribunale di Avellino in relazione alla presunta falsità di alcuni dei documenti forniti in sede di richiesta.

Nel corso del 2007 è stato disposto il sequestro degli incentivi Legge 488/1992 ancora da erogare (21,9 milioni di Euro) e in data 30 settembre 2008 il Pubblico Ministero ha disposto il sequestro preventivo su sette parchi eolici. A seguito del deposito di una somma pari a 31,6 milioni di Euro da parte delle società coinvolte, nel corso del gennaio 2010 è stata disposta la restituzione dei parchi eolici sottoposti a sequestro preventivo, previo sequestro delle predette somme.

Tali importi sono poi successivamente stati trasferiti al Fondo Unico di Garanzia.

È attualmente in corso la fase istruttoria del procedimento penale radicato presso il Tribunale di Avellino, la cui prossima udienza è attesa per il 30 novembre 2018.

Nonostante la pendenza del procedimento, nei mesi di marzo e aprile 2014 le società destinatarie degli incentivi di cui alla Legge 488/1992 hanno ricevuto dal Ministero dello Sviluppo Economico i decreti con i quali veniva comunicato l'avvio delle procedure di revoca dei predetti incentivi.

In data 6 febbraio 2015 sono stati notificati i ricorsi straordinari avverso i decreti ministeriali di revoca, con contestuale istanza di sospensione cautelare dell'efficacia dei provvedimenti impugnati.

In data 27 luglio 2015 sono state notificate alle società beneficiarie le cartelle di pagamento relative alla restituzione degli incentivi, che sono state impuginate con la proposizione di giudizi di opposizione dinanzi al Tribunale di Genova. Nel contesto di tali procedimenti è stata emessa dal Giudice Civile una pronuncia di sospensiva dell'efficacia delle cartelle esattoriali, a fronte del deposito di fidejussioni bancarie per un valore pari all'intero ammontare di queste ultime (49 milioni di Euro). Il procedimento di opposizione alle cartelle esattoriali risulta pendente e la prossima udienza, per

l'esame delle risultanze istruttorie, è stata fissata per il 10 aprile 2018 e quindi rinviata al 23 ottobre 2018 sempre per lo svolgimento del medesimo incumbente.

Anche i procedimenti conseguenti alla proposizione dei ricorsi straordinari al Capo dello Stato risultano tuttora pendenti e, nonostante le note di sollecito depositate dalle ricorrenti, la pronuncia sull'istanza cautelare e quella sul merito non hanno avuto luogo durante l'anno 2017. Auspicabilmente, i ricorsi straordinari saranno quindi decisi nell'anno 2018. In considerazione: (i) delle garanzie rilasciate dal venditore delle società del Gruppo International Power ad ERG nel contratto di trasferimento delle partecipazioni nelle suddette società, (ii) dell'accordo transattivo perfezionato tra il medesimo venditore ed ERG in data 19 dicembre 2016, nel quale tali garanzie sono state confermate e ulteriormente dettagliate, nonché (iii) tenuto conto che nel Bilancio 2013 era già stata stanziata una passività di importo corrispondente al valore nominale degli incentivi di cui il Ministero dello Sviluppo Economico chiede la restituzione (cfr. la definizione della purchase price allocation come potenziale rettifica al corrispettivo di acquisizione del Gruppo ERG Wind (Nota 19 - Altre passività non correnti)), non si rendono necessari ulteriori stanziamenti in bilancio.

### Verifica fiscale ERG Wind Investments

In data 21 ottobre 2015 la Guardia di Finanza - Nucleo Speciale Entrate - Gruppo Investigativo di Roma ha notificato ad ERG Wind Investments Limited il processo verbale di constatazione finale (di seguito "PVC") a chiusura delle operazioni di verifica iniziate il 17 giugno 2015.

Dalla suddetta indagine, a parte alcuni rilievi di ammontare non significativo, sono emersi come rilevi (i) la mancata applicazione di ritenute sui differenziali connessi ad Interest Rate Swap corrisposti nei periodo d'imposta 2010-2013 a controparti estere, in quanto qualificati come interessi, per 8,7 milioni, (ii) l'indebita deduzione nei periodo d'imposta 2010-2013 di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited in quanto non supportata da valide ragioni economiche (abuso di diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000) con conseguenti maggiori imposte per 8,8 milioni (iii) la mancata applicazione nei periodo d'imposta 2010-2013 di ritenute su interessi corrisposti a soggetti non residenti nell'ambito del Project financing in essere per 14 milioni.

Con riferimento al citato PVC il 28 dicembre 2015 la Società ha ricevuto (i) l'avviso di accertamento per il solo periodo d'imposta 2010 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 2,5 milioni, oltre sanzione per 3 milioni ed interessi al 22/12/2015 per 0,4 milioni, (ii) un ulteriore atto di contestazione di sanzioni per la fattispecie di cui al punto (i) con separata quantificazione delle sanzioni per omesso versamento di ritenute per 0,8 milioni e (iii) un questionario per la presunta indebita deduzione di interessi passivi su up-stream loan dalle controllate estere ad ERG Wind Investments Limited in quanto non supportati da valide ragioni economiche (abuso di diritto ex art. 10-bis della Legge n. 212/2000) per i periodo d'imposta 2010-2013.

A seguito del contraddittorio avviato con la Direzione Provinciale I di Roma e della documentazione prodotta, è stato invece stralciato il rilievo di cui al PVC della mancata applicazione nei periodo d'imposta 2010-2013 di ritenute su interessi corrisposti a soggetti non residenti nell'ambito del Project financing in essere per 14 milioni.

In data 29 gennaio 2016 sono stati proposti all'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale I di Roma istanza di accer-



tamento con adesione avverso l'avviso di accertamento, nonché deduzioni difensive avverso l'atto di contestazione. Non avendo avuto esito positivo il citato accertamento con adesione, in data 26 maggio 2016, ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, ha proposto ricorso con contestuale richiesta di sospensione giudiziale della riscossione avverso l'avviso di accertamento notificato il 28 dicembre 2015.

In data 16 novembre 2016 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione e fissato l'udienza per il 6 febbraio 2017.

Il 5 aprile 2017 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha accolto il ricorso presentato dalla società.

In data 27 ottobre 2017 l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello alla Commissione tributaria regionale competente. Si è in attesa della fissazione data udienza da parte della Commissione Tributaria Regionale del Lazio.

In data 8 novembre 2016 ERG Wind Investments Limited ha ricevuto avviso di accertamento per il periodo d'imposta 2011 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 1,8 milioni, oltre sanzione per 2 milioni ed interessi al 14 ottobre 2016 per 0,3 milioni.

È stato proposto ricorso ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione nei termini di legge. A seguito della mancata discussione in tempo utile della istanza di sospensione giudiziale, la società ha presentato istanza di rateazione al concessionario della riscossione competente al fine di ottenere la rateazione delle somme iscritte a ruolo. L'istanza di rateazione è stata accolta fissando il pagamento in 72 rate mensili. È in corso il pagamento delle rate in argomento.

In data 27 settembre 2017 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione tributaria competente e siamo in attesa della sentenza.

In data 31 ottobre 2017 ERG Wind Investments Limited ha ricevuto avviso di accertamento per il periodo d'imposta 2012 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 1,9 milioni, oltre sanzione per 2,1 milioni ed interessi al 20 ottobre 2017 per 0,3 milioni.

È stato proposto ricorso ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione nei termini di legge.

In data 7 maggio 2018 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione tributaria competente e siamo in attesa della sentenza.

Il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza relativamente ai contenziosi in argomento e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Si precisa, peraltro, che a fronte della contestazione in argomento ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) ha attivato le garanzie di cui al Share and Purchase Agreement stipulato con Engie (già Gaz de France Suez) in concomitanza all'acquisizione del Gruppo ERG Wind. Engie ha dichiarato che la contestazione può essere considerata come "Seller Driven Matter"<sup>14</sup> solo per i periodi di imposta 2010 e 2011.

In data 9 marzo 2016 è stato attivato un arbitrato al fine di chiedere/dimostrare la responsabilità di Engie (già Gaz de France Suez) anche per i periodi d'imposta successivi (per il periodo d'imposta 2012, in particolare).

---

<sup>14</sup> Engie riconosce formalmente la propria responsabilità in base al citato Share and Purchase Agreement.

ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) a fine 2016 ha rinunciato a portare avanti l'arbitrato, pur ribadendo le responsabilità di Engie anche per i periodi d'imposta successivi.

A seguito della notifica in data 31 ottobre 2017 dell'avviso di accertamento per il periodo d'imposta 2012 ERG Power Generation si è attivata nei confronti di Engie ed ha ottenuto la qualificazione quale "Seller Driven Matter" anche di tale contenzioso (limitatamente a questa fattispecie e per il periodo d'imposta 2012).

### Verifica fiscale ERG Wind Holdings (Italy)

In data 3 dicembre 2015 la Guardia di Finanza - Nucleo di Polizia Tributaria di Roma ha notificato ad ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. il processo verbale di constatazione finale (di seguito "PVC") a chiusura delle operazioni di verifica iniziate il 6 agosto 2014.

Dalla suddetta indagine, a parte alcuni rilievi di ammontare non significativo, è emerso unicamente un rilievo in materia di imposta di registro riferito all'operazione straordinaria posta in essere nel 2012 e relativa al conferimento da parte delle 16 LLPs UK dei rami d'azienda costituiti dagli impianti di produzione di energia elettrica (detenuti a mezzo di contratti di affitto d'azienda) ad ERG Wind Energy S.r.l. e successiva assegnazione ai due soci (due LTDs UK) delle partecipazioni in ERG Wind Energy S.r.l. Il suddetto rilievo, basato sulla riqualificazione dell'operazione in cessione d'azienda, determinerebbe una maggiore imposta di registro per circa 9,5 milioni oltre sanzioni.

ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. risulterebbe obbligata in solido al pagamento della citata imposta di registro quale incorporante nel corso del 2013 dei due soci UK delle 16 LLPs UK (ovvero le due LTDs UK).

Con riferimento al citato PVC, in data 14 dicembre 2015 è stato notificato ad ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. da parte dell'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale 3 di Roma un avviso di liquidazione dell'imposta di registro ed irrogazione di sanzioni. Le maggiori imposte richieste ammontano a 9,5 milioni, più interessi (per 0,9 milioni) e sanzioni (per 11,4 milioni), per complessivi 21,8 milioni.

Contro il citato avviso di liquidazione, ritenendo la Società di essere in grado di formulare validi argomenti di difesa, in data 10 febbraio 2016 ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. ha proposto ricorso.

In data 12 luglio 2017 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione Tributaria Provinciale di Roma.

In data 31 gennaio 2018 la Commissione tributaria provinciale di Roma (CTP) ha rigettato il ricorso proposto dalla società. ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. in data 21 marzo 2018 ha proposto appello ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione alla Commissione Tributaria Regionale di Roma nei termini di legge e siamo in attesa di fissazione dell'udienza.

Il Gruppo ritiene non probabile il rischio di soccombenza e pertanto non si è proceduto a rilevare passività in merito. Si precisa, peraltro, che a fronte della contestazione in argomento ERG Renew S.p.A. (ora ERG Power Generation S.p.A.) ha attivato le garanzie di cui al Share and Purchase Agreement stipulato con Engie (già Gaz de France Suez) in concomitanza dell'acquisizione del Gruppo ERG Wind. Engie ha confermato che la contestazione possa essere considerata come "Seller Driven Matter".

### Avviso di liquidazione imposta di registro acquisto partecipazione ERG Hydro S.r.l.

In data 3 luglio 2017 è stata notificata a ERG Power Generation S.p.A. ed E.On Italia da parte dell'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale di Genova una comunicazione con cui l'Ufficio manifestava l'intenzione di riqualificare l'operazione di vendita totalitaria delle quote in Hydro Terni S.r.l.(oggi ERG Hydro S.r.l.) posta in essere il 30 novembre 2015 da cessione di partecipazione (post scissione parziale del business hydro da parte di E.On Produzione S.p.A.) in cessione di azienda e, conseguentemente, evidenziando il mancato pagamento sul prezzo dichiarato (circa 950 milioni/Euro) della relativa imposta proporzionale di registro.

In data 21 luglio 2017 le società hanno incontrato i funzionari dell'Agenzia delle Entrate di Genova al fine di fornire le proprie prime osservazioni. Come concordato con l'Ufficio, in data 21 settembre 2017 le società hanno presentato all'Agenzia delle Entrate una nota di approfondimento al fine di rappresentare la volontà delle parti, le particolarità tecnico/legali sottostanti alla causa civilistica della cessione di partecipazione rispetto alla "impraticabile" cessione dell'azienda, nonché i principali aspetti normativi a base dell'infondatezza del comportamento dell'Agenzia.

Al riguardo si ricorda che lato ERG, a seguito degli approfondimenti tecnico-legali a suo tempo svolti, l'acquisizione della partecipazione di ERG Hydro S.r.l. (post scissione parziale del business hydro da parte di E.On Produzione S.p.A.) era l'unica operazione concretamente percorribile nei termini e nei modi atti a mantenere economicamente sostenibile l'investimento. In particolare, le tematiche di ostacolo ad una diversa operazione (i.e. cessione di azienda) erano rappresentate da: (i) complessità ed incerta tempistica di ottenimento del nulla osta da parte delle autorità in merito al trasferimento delle concessioni e (ii) difformità urbanistiche/catastali di alcuni asset idroelettrici, (iii) incompatibilità di un'acquisizione di ramo d'azienda con la struttura del gruppo ERG, che vede ogni singolo business gestito da un'apposita società all'uopo dedicata. Nonostante la presentazione della nota di approfondimento da parte di ERG Power Generation ed E.On Italia (integrata da ulteriori produzioni in data 26 ottobre 2017) e dell'incontro con i funzionari dell'Agenzia delle Entrate di Genova svoltosi in data 17 ottobre 2017, in data 27 ottobre 2017 l'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale di Genova ha notificato l'avviso di liquidazione di una maggiore imposta di registro pari a circa 28,8 milioni di Euro oltre interessi per 1,9 milioni di Euro (non sono state applicate sanzioni).

In data 24 novembre 2017 è stato proposto ricorso ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione.

In data 14 dicembre 2017 è stata disposta la sospensione giudiziale della riscossione.

In data 14 marzo 2018 è stata discussa l'udienza di merito.

Il Gruppo è in attesa della sentenza.

Alla data di approvazione del presente documento gli Amministratori confermano la valutazione del rischio adottata nei precedenti documenti, considerando il rischio non probabile e pertanto non procedendo a rilevare passività in merito.

### NOTA 27 - ATTIVITÀ E PASSIVITÀ OPERATIVE CESSATE

Per quanto riguarda i valori al 31 dicembre 2017 si rimanda a quanto commentato alla [Nota 27 - Attività e passività destinate ad essere cedute](#) del Bilancio Consolidato 2017.

## ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

Si segnala che il Gruppo ha applicato l'IFRS 15 retroattivamente con effetto cumulativo alla data di prima applicazione (ossia, il 1° gennaio 2018). Pertanto, le informazioni relative al 2017 non sono state rideterminate.

Per la rappresentazione dei dati comparativi del 1° semestre 2017 restated in base all'IFRS 15 si rimanda a quanto descritto nella [Relazione intermedia sulla Gestione](#).

### NOTA 28 - RICAVI

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Ricavi delle vendite	508.629	533.174
Ricavi delle prestazioni	4.138	5.099
<b>Totale</b>	<b>512.767</b>	<b>538.273</b>

La ripartizione del totale dei ricavi per settore è così rappresentabile:

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Eolico	206.799	231.703
Termoelettrico	187.030	230.480
Idroelettrico	100.303	75.527
Solare	18.632	–
Corporate	4	561
<b>Totale</b>	<b>512.767</b>	<b>538.273</b>

I **ricavi delle vendite** sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di **energia elettrica** prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e, a partire da gennaio 2018, fotovoltaici nonché da vendite su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. L'energia è venduta nei canali wholesale, ad operatori industriali del Sito di Priolo e a clienti tramite contratti bilaterali.

In particolare l'energia venduta wholesale include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia 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).

Si segnalano infine le vendite di acque e vapore somministrate agli operatori industriali del sito di Priolo.

- dagli **incentivi** relativi alla produzione nel semestre dei parchi eolici e fotovoltaici in funzione e delle centrali idroelettriche di ERG Hydro. La valorizzazione degli incentivi in Italia è stata calcolata al prezzo di 98,95 Euro/MWh determinato sulla base del presunto valore di realizzo. In riferimento alla disciplina normativa degli incentivi si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Criteri di redazione** del Bilancio Consolidato 2017.

Per un maggiori dettagli sull'andamento dei prezzi e delle quantità vendute si rimanda a quanto commentato nella [Relazione intermedia sulla Gestione](#).

Il dettaglio dei ricavi delle vendite è il seguente:

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Vendite a terzi	502.849	527.721
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	5.780	5.453
<b>Totale</b>	<b>508.629</b>	<b>533.174</b>

## NOTA 29 - ALTRI PROVENTI

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Indennizzi	308	239
Recuperi di spese	173	166
Plusvalenze da alienazioni	2	-
Sopravvenienze attive	9.232	27
Altri ricavi	3.457	4.306
<b>Totale</b>	<b>13.171</b>	<b>4.738</b>

Si segnala che la voce comprende principalmente riaddebiti minori verso terzi e contributi in conto esercizio.

L'incremento è dovuto alla rilevazione di sopravvenienze attive derivanti dalla chiusura di partite pregresse.

## NOTA 30 - COSTI PER ACQUISTI

Il valore del primo semestre 2018 ammonta a 140 milioni di Euro (172 milioni nel primo semestre 2017) ed è relativo principalmente all'acquisto di energia elettrica dal GME e di gas da Edison e da Gazprom S.p.A. Il decremento è legato principalmente ai minori costi di energia elettrica.

## NOTA 31 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Costi per servizi	56.649	57.131
Affitti passivi, canoni e noleggi	15.488	14.751
Svalutazioni dei crediti	23	384
Accantonamenti per rischi ed oneri	2.382	1.429
Imposte e tasse	5.376	5.636
Altri costi di gestione	2.333	1.711
<b>Totale</b>	<b>82.251</b>	<b>81.043</b>

I **costi per servizi** sono così composti:

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	5.068	7.199
Manutenzioni e riparazioni	14.782	12.386
Utenze e somministrazioni	2.020	2.464
Assicurazioni	4.515	4.489
Consulenze	5.824	6.248
Pubblicità e promozioni	659	749
Altri servizi	23.781	23.597
<b>Totale</b>	<b>56.649</b>	<b>57.131</b>

- I **costi commerciali, di distribuzione e trasporto** si riferiscono ad oneri accessori alla distribuzione di energia elettrica. La voce **manutenzioni e riparazioni** comprende principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica.
- Gli **altri servizi** riguardano gli emolumenti ad Amministratori e Sindaci, i costi relativi ai servizi forniti dalla società consortile Priolo Servizi all'impianto CCGT di ERG Power nel sito industriale di Priolo Gargallo, spese bancarie, spese generali e costi accessori al personale.

Si segnala che, in accordo con quanto disposto dall'**IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni**, a seguito dell'attuazione del Piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020, con riferimento agli Amministratori, si è provveduto al rilevamento, nei costi per servizi, della quota del costo di competenza del primo semestre 2018.

Si precisa che in data 23 aprile 2018 l'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020, secondo le condizioni previste nel relativo Documento Informativo.

Il Piano prevede l'assegnazione di un numero predefinito di Azioni di ERG S.p.A., a titolo gratuito (di seguito "Performance shares"), al termine di un periodo triennale di vesting, subordinata al raggiungimento di una condizione minima predeterminata di performance economica (condizione non di mercato). Il parametro di performance approvato dal Consiglio di Amministrazione ha come riferimento l'EBITDA di Gruppo cumulato 2018-2020 di Piano Industriale.

Il Regolamento prevede che tale condizione operativa possa essere modificata alla luce di variazioni di perimetro o altri eventi rilevanti.

Le azioni attribuite rappresentano i diritti condizionati oggetto del Piano, gratuiti e non trasferibili inter vivos, ciascuno dei quali attributivo del diritto ai Beneficiari all'assegnazione a titolo gratuito di n. 1 (una) azione nei termini e alle condizioni previste dal Regolamento.

Il Piano, inoltre, prevede che nell'ipotesi in cui oltre al conseguimento dell'obiettivo di performance economica, venga anche raggiunta una predeterminata performance di mercato (condizione di mercato) del Titolo ERG sull'MTA (ovvero la Quotazione outstanding), il numero delle Azioni assegnabili aumenti fino ad un massimo predeterminato: le azioni assegnate saranno pari alle azioni attribuite (385.000, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A.) qualora il prezzo delle azioni di ERG sia pari o inferiore a Euro 16 ("Quotazione Target"); pari al 200% delle azioni attribuite qualora il prezzo sia superiore a Euro 21 ("Quotazione Cap"). Qualora il prezzo sia compreso tra la Quotazione Target e quella Cap saranno attribuite azioni in modo proporzionale.

La stima del Fair Value, la quale prescinde dalla condizione di attivazione non di mercato (raggiungimento dell'EBITDA Target) come definito dal principio contabile IFRS 2, è stata condotta mediante l'applicazione del metodo binomiale e del metodo Montecarlo, individuando quindi un range di valori e prendendone in considerazione il valore medio.

L'esercizio valutativo è stato condotto formulando le seguenti ipotesi:

- Volatilità (22%): media dei 90 giorni antecedenti la data di valutazione della volatilità storica a 180 giorni del titolo ERG.
- Dividend Yield: stimato sulla base dei dividendi previsti a piano per il triennio 2018-2022, pari a 0,75 euro per azione, e rapportato al prezzo del sottostante;

- Time to maturity: coerentemente con le previsioni del regolamento dello strumento finanziario, è stato ipotizzato che lo strumento derivato abbia durata di un tre anni.

In applicazione di quanto sopra è stato individuato un range di valori del fair value del piano di incentivazione tra Euro 6,5 milioni e Euro 8,4 milioni con valore medio pari a 7,5 milioni rilevato per competenza negli esercizi oggetto del vesting period. Tale importo si riferisce per il 65% ad Amministratori e per la restante parte a dipendenti del Gruppo.

Le **imposte e tasse** riguardano principalmente le imposte municipali sull'impianto CCGT di ERG Power e sui parchi eolici, l'IVA indetraibile per attività finanziaria di ERG S.p.A. e le altre imposte e tasse.

## NOTA 32 - COSTI DEL LAVORO

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Salari e stipendi	21.494	21.798
Oneri sociali	6.058	6.601
Trattamento di fine rapporto	1.352	1.401
Altri costi del personale	1.707	2.018
<b>Totale</b>	<b>30.611</b>	<b>31.817</b>

Si segnala che, in accordo con quanto disposto dall'**IFRS 2 - Operazioni con pagamento basato su azioni**, a seguito dell'attuazione del Piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020, con riferimento al personale dipendente, si è provveduto al rilevamento nella voce "Costi del lavoro" del costo di competenza del primo semestre 2018 rappresentativo del fair value di tali strumenti.

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

La voce risulta in linea con il periodo posto in comparazione.

Si evidenzia di seguito la composizione dell'organico del Gruppo ERG (unità medie del periodo):

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Dirigenti	35	39
Quadri	176	162
Impiegati	334	342
Operai - Intermedi	177	173
<b>Totale</b>	<b>722</b>	<b>716</b>

Al 30 giugno 2018 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 737 unità.

## NOTA 33 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	27.483	24.466
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	107.683	101.142
Svalutazione immobilizzazioni	339	-
<b>Totale</b>	<b>135.507</b>	<b>125.608</b>

L'incremento del valore degli ammortamenti è principalmente riconducibile all'incremento relativo alla variazione dell'area di consolidamento parzialmente compensato dal decremento dovuto alla fine della vita utile di alcune componenti impiantistiche relative ai parchi eolici francesi.

## NOTA 34 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
<b>Proventi</b>		
Differenze cambio attive	1.515	32
Effetto rinegoziazione finanziamenti	4.428	-
Interessi attivi bancari	1.662	1.985
Altri proventi finanziari	9.524	9.422
	<b>17.130</b>	<b>11.438</b>
<b>Oneri</b>		
Differenze cambio passive	(1.350)	(123)
Interessi passivi bancari a breve termine	(6)	(5)
Interessi passivi bancari a medio-lungo termine	(16.808)	(14.663)
Altri oneri finanziari	(31.952)	(30.588)
	<b>(50.116)</b>	<b>(45.378)</b>
<b>Totale</b>	<b>(32.987)</b>	<b>(33.941)</b>

L'incremento degli interessi passivi bancari rispetto al primo semestre 2017 è riconducibile principalmente all'incremento del debito a medio lungo termine residuo.

L'effetto rinegoziazione finanziamenti, pari a 4,4 milioni si riferisce alla componente positiva di reddito netta generata a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9 in ambito di modifiche non sostanziali delle passività finanziarie.

Gli altri proventi ed oneri finanziari si riferiscono principalmente ai risultati degli strumenti derivati.

Gli altri oneri finanziari comprendono inoltre il reversal pro quota a conto economico della valutazione al fair value del finanziamento in capo ad ERG Wind Investments Ltd., rettificato in diminuzione per 159 milioni di Euro al momento dell'acquisizione in quanto originariamente stipulato a condizioni più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione.



## NOTA 35 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi ed oneri da partecipazioni pari a 30 migliaia di Euro (-43 migliaia nel primo semestre 2017) si riferiscono principalmente alla quota di pertinenza del Gruppo relativa al risultato della Priolo Servizi S.C.p.A.

## NOTA 36 - IMPOSTE SUL REDDITO

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Imposte correnti sul reddito	31.073	28.449
Imposte esercizi precedenti	303	846
Imposte differite e anticipate	(3.206)	(3.057)
<b>Totale</b>	<b>28.170</b>	<b>26.238</b>

L'accantonamento delle imposte sul reddito del periodo è stato calcolato tenendo conto del prevedibile imponibile fiscale da applicarsi ai redditi delle società del settore energetico.

Le imposte differite e anticipate sono originate dalle differenze temporanee derivanti dalle rettifiche apportate ai bilanci delle società consolidate in applicazione dei principi contabili omogenei di Gruppo, dalle differenze temporanee fra il valore delle attività e delle passività ai fini civilistici e fiscali e dalle perdite fiscali riportabili.

Si segnala altresì che sono imputate direttamente a patrimonio netto imposte differite per 15 milioni di Euro (12,9 milioni nel primo semestre 2017) calcolate sul fair value degli strumenti derivati contabilizzati secondo la regola del cash flow hedge.

Si segnala che l'aliquota utilizzata per il calcolo delle imposte anticipate è pari all'aliquota nominale IRES del 24% maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP.

## Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico

<b>IRES</b>	
<b>Risultato prima delle imposte pre IFRS 5</b>	<b>133.638</b>
<b>IRES teorica 24%</b>	<b>32.073</b>
Impatto delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	(6.355)
Impatto ACE (Aiuto Crescita Economica)	(4.063)
Impatto delle variazioni fiscali permanenti	(865)
<b>IRES corrente, differita e anticipata</b>	<b>20.790</b>
<b>IRAP</b>	
Risultato operativo	140.487
Svalutazione crediti	23
<b>Totale</b>	<b>140.510</b>
<b>IRAP teorica 5%</b>	<b>7.025</b>
Effetto aliquota IRAP maggiorata per alcune società	(1.471)
Impatto delle variazioni fiscali permanenti e delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	1.774
<b>IRAP corrente, differita e anticipata</b>	<b>7.325</b>
<b>Totale imposte teoriche</b>	<b>39.009</b>
<b>Totale IRES e IRAP a bilancio</b>	<b>28.115</b>
<b>Imposte esercizio precedente</b>	<b>303</b>
<b>Impatto attività operative cessate</b>	<b>(248)</b>
<b>TOTALE IMPOSTE A BILANCIO</b>	<b>28.170</b>

Gli impatti delle rettifiche da consolidamento si riferiscono principalmente all'impatto dell'operazione di cessione Brockaghboy. Si precisa che la suddetta riconciliazione è calcolata su un "Risultato prima delle imposte" che non tiene già conto delle riclassifiche ai fini IFRS 5.

## NOTA 37 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE

I conti economici dei semestri 2018 e 2017 sono rappresentati secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, che disciplina le modalità di esposizione in bilancio del risultato economico delle discontinued operations, con l'esclusione pertanto del risultato della società Brockaghboy Windfarm Ltd., consolidata con il metodo integrale sino al 7 marzo 2018.

Gli impatti delle esclusioni citate sono indicati separatamente alla riga "Risultato netto attività operative cessate".

Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo [Cessione Brockaghboy](#).

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2018	
	Brockaghboy Windfarm Ltd.	Risultato netto attività destinate ad essere cedute
Ricavi	2.937	2.937
Altri ricavi e proventi	889	889
Costi per acquisti	(0)	(0)
Costi per servizi ed altri costi	(551)	(551)
Costi del lavoro	-	-
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>3.275</b>	<b>3.275</b>
Ammortamenti e svalutazioni imm.	(704)	(704)
Proventi (oneri) finanziari netti	(605)	(605)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	26.714	26.714
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>28.680</b>	<b>28.680</b>
Imposte sul reddito	(248)	(248)
<b>Risultato netto attività operative cessate</b>	<b>28.432</b>	<b>28.432</b>

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2017		
	Brockaghboy Windfarm Ltd.	TotalErg	Risultato netto attività destinate ad essere cedute
Ricavi	-	-	-
Altri proventi	-	-	-
Costi per acquisti	-	-	-
Costi per servizi ed altri costi	(71)	-	(71)
Costi del lavoro	-	-	-
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>(71)</b>	<b>-</b>	<b>(71)</b>
Ammortamenti e svalutazioni imm.	-	-	-
Proventi (oneri) finanziari netti	(84)	-	(84)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	-	11.953	11.953
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>(156)</b>	<b>11.953</b>	<b>11.797</b>
Imposte sul reddito	180	-	180
<b>Risultato netto attività operative cessate</b>	<b>24</b>	<b>11.953</b>	<b>11.977</b>

### Primo semestre 2018

Di seguito una breve descrizione del contenuto delle singole voci di bilancio relativamente al periodo 1° gennaio 2018 - 7 marzo 2018, data del closing della cessione di Brockaghboy.

I **ricavi** si riferiscono alla vendita incentivata di energia elettrica.

Gli **altri proventi** sono relativi a indennizzi assicurativi.

I **costi per servizi ed altri costi** si riferiscono principalmente a servizi di operation and maintenance e consulenze legali-amministrative.

I **proventi (oneri) finanziari netti** sono relative a differenze cambio.

I **proventi (oneri) da partecipazione netti** si riferiscono alla plusvalenza sul generata da ERG Power Generation S.p.A. con la cessione della società Brockaghboy Windfarm Ltd.

### Primo semestre 2017

Il parco eolico Brockaghboy Windfarm Ltd. al 30 giugno 2017 risultava in corso di costruzione.

## NOTA 38 - PARTI CORRELATE

Per completezza di informazione i valori economici sotto riportati non tengono conto delle riclassifiche richieste dall'IFRS 5 e sono quindi comprensivi anche degli importi indicati alla riga "Risultato netto di attività e passività cedute".

### Stato Patrimoniale

	Altre attività finanziarie non correnti	Crediti commerciali	Altri crediti e attività correnti	Debiti commerciali	Altre passività correnti	Attività finanziarie correnti	Passività finanziarie correnti
Priolo Servizi S.C.p.A.	-	1.760	-	-	-	-	-
San Quirico S.p.A.	-	-	1.409	-	-	-	-
ERG Petroleos S.A.	-	-	-	-	-	8.508	-
Sandy Knove Wind Farm Ltd.	896	-	-	-	-	-	-
ERG UK Holding Ltd.	1.002	-	-	-	-	-	-
Altre	10	71	-	-	-	-	5
<b>Totale</b>	<b>1.908</b>	<b>1.831</b>	<b>1.409</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.508</b>	<b>5</b>
% di incidenza sulla voce totale	2%	1%	1%	0%	0%	7%	0%

### Conto Economico

	Ricavi della gestione caratteristica	Altri ricavi e proventi	Costi per acquisti	Costi per servizi e altri costi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Priolo Servizi S.C.p.A.	5.967	-	-	(4.898)	-	-
San Quirico S.p.A.	-	-	-	-	-	-
Fondazione Edoardo Garrone	-	-	-	(108)	-	-
Altre	-	-	-	(215)	-	-
<b>Totale</b>	<b>5.967</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(5.221)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
% di incidenza sulla voce totale	1%	0%	0%	6%	0%	0%

I rapporti con imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, con imprese collegate e joint venture riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari.

Tutte le operazioni fanno parte della gestione ordinaria e sono regolate a condizioni di mercato.

Si evidenzia che ERG S.p.A. ha rinnovato l'opzione per il Consolidato Fiscale Nazionale per il triennio 2017 -2019, con tacito rinnovo al termine di ogni triennio per un ulteriore triennio, con le società controllate (anche indirettamente) ERG Eolica Adriatica S.r.l., ERG Eolica Basilicata S.r.l., ERG Eolica Calabria S.r.l., ERG Eolica San Cireo S.r.l. e ERG Eolica Ginestra S.r.l.

Nei costi per servizi sono altresì indicati 0,2 milioni relativi all'emolumento per la carica di Presidente esecutivo ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

Si segnala inoltre che nel mese di giugno 2018 sono stati corrisposti alla Fondazione Edoardo Garrone 108 migliaia di Euro quale contributo per l'anno 2018.

## NOTA 39 - RISULTATO NETTO PER AZIONE

Il calcolo del risultato per azione si basa su i seguenti dati:

	1° sem. 2018	1° sem. 2017
Risultato netto di competenza del Gruppo <sup>(1)</sup>	105.102	84.417
Numero medio di azioni in circolazione <sup>(2)</sup>	148.816.800	148.816.800
Risultato netto attività continue per azione <sup>(2) (3)</sup>	0,516	0,487
Risultato netto attività continue per azione diluito <sup>(2) (3)</sup>	0,516	0,487

(1) migliaia di Euro

(2) unità

(3) unità di Euro

Non vi sono fattori di diluizione che incidono sul risultato netto di competenza del Gruppo.

## NOTA 40 - INFORMATIVA PER SETTORE DI ATTIVITÀ

L'informativa per settore di attività ed area geografica viene presentata secondo quanto richiesto dallo IFRS 8 - Operating segments. I risultati a valori correnti 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.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei singoli business i risultati economici sono esposti a valori correnti delle poste non caratteristiche.

### Informativa per settore di attività

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idro-elettrico	Solare	Corporate	TOTALE adjusted	TOTALE reported	Risultato netto attività operative cessate	TOTALE attività continue
<b>1° SEMESTRE 2018</b>									
Ricavi totali	209,7	187,0	100,3	18,6	17,0	532,7			
Ricavi infrasettori	-	-	-	-	(17,0)	(17,0)			
<b>Ricavi netti della gestione caratteristica</b>	<b>209,7</b>	<b>187,0</b>	<b>100,3</b>	<b>18,6</b>	<b>0,0</b>	<b>515,7</b>	<b>515,7</b>	<b>(2,9)</b>	<b>512,8</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>159,0</b>	<b>29,5</b>	<b>80,2</b>	<b>16,0</b>	<b>(7,9)</b>	<b>276,7</b>	<b>276,7</b>	<b>(3,3)</b>	<b>273,4</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(80,7)	(15,3)	(29,0)	(9,8)	(1,3)	(136,2)	(136,2)	0,7	(135,5)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>78,2</b>	<b>14,2</b>	<b>51,1</b>	<b>6,1</b>	<b>(9,2)</b>	<b>140,5</b>	<b>140,5</b>	<b>(2,6)</b>	<b>137,9</b>
Investimenti in attività immobilizzate	97,2	2,2	1,2	345,1	1,0	446,6	446,6		446,6

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idro-elettrico	Solare	Corporate	TOTALE adjusted	TOTALE reported	Risultato netto attività operative cessate	TOTALE attività continue
<b>1° SEMESTRE 2017</b>									
Ricavi totali	231,7	230,5	75,5	-	20,1	557,8		-	
Ricavi infrasettori	-	-	-	-	(19,5)	(19,5)		-	
<b>Ricavi netti della gestione caratteristica</b>	<b>231,7</b>	<b>230,5</b>	<b>75,5</b>	<b>-</b>	<b>0,6</b>	<b>538,3</b>	<b>538,3</b>	<b>-</b>	<b>538,3</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>169,9</b>	<b>39,8</b>	<b>54,3</b>	<b>-</b>	<b>(5,8)</b>	<b>258,2</b>	<b>258,2</b>	<b>-</b>	<b>258,2</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(79,1)	(16,0)	(29,3)	-	(1,3)	(125,6)	(125,6)	-	(125,6)
<b>Risultato operativo netto</b>	<b>90,9</b>	<b>23,8</b>	<b>25,1</b>	<b>-</b>	<b>(7,1)</b>	<b>132,6</b>	<b>132,6</b>	<b>-</b>	<b>132,6</b>
Investimenti in attività immobilizzate	59,5	3,8	1,3	-	1,1	65,8	65,8	-	65,8

## Informativa per area geografica

(Milioni di Euro)	Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	UK	TOTALE adjusted	TOTALE reported	Risultato netto attività operative cessate	TOTALE attività continue
<b>1° SEMESTRE 2018</b>											
Ricavi della gestione caratteristica	452,2	26,0	17,1	5,9	6,5	5,0	2,9	515,7	515,7	(2,9)	512,8
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>233,4</b>	<b>17,8</b>	<b>11,6</b>	<b>3,8</b>	<b>4,2</b>	<b>2,6</b>	<b>3,3</b>	<b>276,7</b>	<b>276,7</b>	<b>(3,3)</b>	<b>273,4</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(107,3)	(11,2)	(9,6)	(3,0)	(2,1)	(2,6)	(0,4)	(136,2)	(136,2)	0,7	(135,5)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>126,1</b>	<b>6,6</b>	<b>2,0</b>	<b>0,8</b>	<b>2,1</b>	<b>(0,0)</b>	<b>2,9</b>	<b>140,5</b>	<b>140,5</b>	<b>(2,6)</b>	<b>137,9</b>
<b>Investimenti in attività immobilizzate</b>	<b>352,8</b>	<b>83,3</b>	<b>10,3</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>0,3</b>	<b>-</b>	<b>446,6</b>	<b>446,6</b>	<b>-</b>	<b>446,6</b>

(Milioni di Euro)	Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	UK	TOTALE adjusted	TOTALE reported	Risultato netto attività operative cessate	TOTALE attività continue
<b>1° SEMESTRE 2017</b>											
Ricavi della gestione caratteristica	474,4	23,1	17,5	5,4	7,1	10,8	-	538,3	538,3	-	538,3
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>220,2</b>	<b>15,3</b>	<b>11,6</b>	<b>1,5</b>	<b>4,1</b>	<b>5,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>258,2</b>	<b>258,2</b>	<b>-</b>	<b>258,2</b>
Ammortamenti e svalutazioni	(97,7)	(10,7)	(9,5)	(2,9)	(2,1)	(2,7)	-	(125,6)	(125,6)	-	(125,6)
<b>Risultato operativo netto a valori correnti</b>	<b>122,5</b>	<b>4,7</b>	<b>2,1</b>	<b>(1,4)</b>	<b>1,9</b>	<b>2,8</b>	<b>(0,1)</b>	<b>132,6</b>	<b>132,6</b>	<b>-</b>	<b>132,6</b>
<b>Investimenti in attività immobilizzate</b>	<b>7,6</b>	<b>0,1</b>	<b>39,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>17,4</b>	<b>65,8</b>	<b>65,8</b>	<b>-</b>	<b>65,8</b>

Per i dettagli e le poste in riconciliazione si rimanda a quanto citato nel capitolo [indicatori alternativi di performance](#) contenuto nella [Relazione intermedia sulla Gestione](#).

## NOTA 41 - DIVIDENDI

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2018 (171,1 milioni di Euro) e nel primo semestre 2017 (74,4 milioni di Euro) deliberati in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'anno precedente corrispondono rispettivamente a 1,15 Euro (di cui 0,40 componente non ricorrente) e 0,50 Euro per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco cedola.

## NOTA 42 - STRUMENTI FINANZIARI

30.06.2018	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL	Strumenti FVOCI	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	di cui non corrente	Fair Value
Partecipazioni	-	-	-	465	-	465	-	465
Crediti finanziari <sup>(1)</sup>	-	-	-	111.146	-	111.146	111.146	111.146
Strumenti derivati	6.246	405	-	-	-	6.651	-	6.651
Crediti commerciali	-	-	-	279.897	-	279.897	-	279.897
Titoli finanziari nel circolante	-	76.623	-	-	-	76.623	-	76.623
Altri crediti	-	-	-	12.784	-	12.784	-	12.784
Disponibilità liquide	-	-	-	585.994	-	585.994	-	585.994
<b>Totale attività</b>	<b>6.246</b>	<b>77.028</b>	<b>-</b>	<b>990.286</b>	<b>-</b>	<b>1.073.079</b>	<b>111.146</b>	<b>1.073.079</b>
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	744.607	744.607	614.616	744.607
Prestito obbligazionario	-	-	-	-	99.519	99.519	99.519	99.519
Project Financing no recourse	-	-	-	-	1.222.515	1.222.515	1.068.946	1.222.515
Altri debiti finanziari	-	-	-	-	4.632	4.632	-	4.632
Strumenti derivati	96.832	-	-	-	-	96.832	96.832	96.832
Debiti commerciali	-	-	-	-	75.978	75.978	-	75.978
<b>Totale passività</b>	<b>96.832</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.147.251</b>	<b>2.244.083</b>	<b>1.879.914</b>	<b>2.244.083</b>

(1) nella colonna "Altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato" sono compresi per un importo pari ad Euro 28.490 migliaia i margini di garanzia correlati ai contratti derivati futures a copertura del rischio del prezzo dell'energia elettrica. Tale importo è presentato al netto dei fair value di tali contratti al 30 giugno 2018, negativo per complessivi Euro 17.947 migliaia. Il Fair Value degli strumenti è rappresentato nella tabella di cui alla Nota 43 lettera c) ed e).

Si ricorda che il Gruppo ha adottato l'IFRS 9 il 1° gennaio 2018. Sulla base dei metodi di prima applicazione selezionati, le informazioni comparative non sono state rideterminate.

La tabella seguente mostra un'analisi degli strumenti finanziari valutati al fair value, raggruppati in Livelli da 1 a 3 basati sul grado di osservabilità del fair value:

- livello 1, il fair value è determinato da prezzi quotati in mercati attivi;
- livello 2 il fair value è determinato tramite tecniche di valutazione che si basano su variabili che sono direttamente (o indirettamente) osservabili sul mercato;
- livello 3 il fair value è determinato tramite tecniche di valutazione che si basano su significative variabili non osservabili sul mercato.

	Livello 1	Livello 2	Livello 3
<b>Attività finanziarie</b>			
- Fair value - strumenti di copertura	-	6.246	-
- Strumenti FVTPL <sup>(1)</sup>	78.894	405	-
- Strumenti FVOCI	-	-	-
- Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	-	988.015	-
<b>Totale</b>	<b>78.894</b>	<b>996.666</b>	<b>-</b>
<b>Passività finanziarie</b>			
- Fair value - strumenti di copertura <sup>(2)</sup>	20.218	96.832	-
- Altre passività finanziarie	-	2.147.251	-
<b>Totale</b>	<b>20.218</b>	<b>2.244.083</b>	<b>-</b>

(1) nella voce "Strumenti FVTPL" è ricompreso il valore dei fair value attivi degli strumenti derivati futures a copertura del rischio del prezzo di commodities per un importo pari ad Euro 2.271 migliaia. Tale importo è esposto nel presente Bilancio ad incremento del margine di garanzia classificato nelle Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

(2) nella voce "Fair value - strumenti di copertura" è ricompreso il valore dei fair value passivi degli strumenti derivati futures a copertura del rischio del prezzo di commodities per un importo pari ad Euro 20.218 migliaia. Tale importo è esposto nel presente Bilancio a diretta riduzione del valore delle Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Il Gruppo non ha alcuno strumento finanziario classificabile nel livello 3.

Gli strumenti finanziari classificati nel livello 1 sono relativi a valori mobiliari (fondi comuni d'investimento e Sicav) per un importo pari ad Euro 76.623 migliaia, al fair value positivo dei contratti derivati futures su commodities per un importo pari ad Euro 2.271 migliaia e al fair value negativo dei contratti derivati futures su commodities per un importo pari ad Euro 20.218 migliaia

Sono classificati nel livello 2 gli strumenti finanziari su tassi di interesse; al fine di determinare il valore di mercato di questi strumenti, ERG utilizza vari modelli di misurazione e di valutazione, di cui viene indicato un riepilogo nella tabella sottostante:

Tipologia	Strumento	Modello di pricing	Dati di mercato utilizzati	Data provider	Gerarchia IFRS 7
<b>Derivati su tasso di interesse</b>	Interest Rate Swap	Discounted Cash Flow	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap	- Reuters	Level 2
	Interest Rate Option (Cap, Floor)	Black & Scholes	- Tassi di deposito (Euribor) - Tassi swap - Volatilità implicita tassi	- Reuters - Reuters	Level 2
<b>Derivati su cambio</b>	FX Forward	Discounted Cash Flow	- Curve zero coupon delle divise di riferimento - Cambi spot BCE	- Reuters	Level 2
	FX Option	- Black & Scholes - Edgeworth Expansion - Monte Carlo, Simulation	- Curve zero coupon delle divise di riferimento - Cambi spot BCE - Volatilità implicite dei tassi di cambio	- Reuters	Level 2
<b>Derivati su commodity</b>	Commodity Swap	Discounted Cash Flow	- Quotazioni spot ufficiali delle commodity di riferimento	- Platts	Level 2
	Formule gas		- Cambi spot BCE		
	Commodity Future	Strumento quotato	- Quotazioni ufficiali di chiusura (settlement prices) - Fonte: EEX	- EEX via Reuters	Level 1
	Contract for Difference (CfD)	Discounted Cash Flow	- PUN forward quotato sul mercato OTC - Curva zero coupon sull'Euro	- EEX via Reuters - Reuters	Level 2



## NOTA 43 - INFORMATIVA SUI RISCHI

Per quanto riguarda le tipologie di rischi connesse all'attività del Gruppo, le relative politiche di copertura, gli strumenti derivati e i livelli di osservabilità del fair value, non si segnalano variazioni significative rispetto a quanto indicato nel Bilancio 2017.

### Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio prezzo commodities e di tasso di interesse, al 30 giugno 2018 sono i seguenti:

Tipologia	Rischio coperto	Nozionale di riferimento	Fair Value al 30.06.2018
<b>Strumenti in Cash Flow Hedge</b>			<b>(Migliaia di Euro)</b>
<b>A</b> Interest Rate Swap e Interest Rate Cap	Rischio economico tasso di interesse	1.664 milioni di Euro	(96.350)
<b>B</b> Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	1.538 migliaia di MWh	5.764
<b>C</b> Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	3.171 migliaia di MWh	(20.218)
<b>D</b> CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	– migliaia di MWh	–
<b>E</b> Futures copertura rischio prezzo CO <sub>2</sub>	Rischio transattivo commodity	79 migliaia di tons	74
<b>Totale strumenti in Cash Flow Hedge</b>			<b>(110.804)</b>
<b>Strumenti non Hedge Accounting</b>			<b>(Migliaia di Euro)</b>
<b>B</b> Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	8 migliaia di MWh	1
<b>C</b> Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	1.487 migliaia di MWh	2.197
<b>D</b> CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	94 migliaia di MWh	405
<b>Totale strumenti non Hedge Accounting</b>			<b>2.603</b>

#### A Interest Rate Swap e Interest Rate Cap e Floor.

Operazioni a copertura del rischio economico "tasso d'interesse" rischio legato alle variazioni dei tassi di interesse sui finanziamenti.

I nozionali di riferimento delle coperture si riferiscono alle seguenti società:

- ERG S.p.A.;
- ERG Power;
- società dei business eolico e solare.

Al 30 giugno 2018 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 96 milioni di Euro. La variazione è rilevata nella riserva di Cash Flow Hedge.

#### B Swap copertura rischio prezzo su gas

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo delle formule gas relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura

pattuita la differenza tra il prezzo fissato ed il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2018 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 5,8 milioni di Euro.

**C** Futures copertura rischio prezzo energia elettrica

Contratto a termine con cui due parti si accordano a scambiare in una data futura una certa attività a un prezzo fissato al momento della conclusione del contratto.

Al 30 giugno 2018 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 18 milioni di Euro.

**D** CFD copertura rischio prezzo su energia elettrica

Operazioni swap a copertura del rischio di fluttuazione del prezzo dell'energia elettrica relative a contratti di fornitura e somministrazione. Sono contratti con cui le parti si impegnano a versare o a riscuotere ad una scadenza futura pattuita la differenza tra il prezzo fissato ed il prezzo rilevato nel periodo moltiplicato per le quantità oggetto del contratto.

Al 30 giugno 2018 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 0,4 milioni di Euro.

**E** Futures copertura rischio prezzo CO<sub>2</sub>

Contratto a termine con cui due parti si accordano a scambiare in una data futura una certa attività a un prezzo fissato al momento della conclusione del contratto.

Al 30 giugno 2018 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 0,1 milioni di Euro.

## NOTA 44 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

In data **12 luglio 2018** ERG ha comunicato di avere concluso nel corso del primo semestre operazioni di Liability Management per complessivi 500 milioni di Euro.

In data **1° agosto 2018** ERG, attraverso la propria controllata ERG Power Generation SpA, ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle quote della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., società di diritto scozzese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia, a nord di Inverness nella contea di Sutherland. Il parco sarà costituito da 22 turbine per una capacità autorizzata di 79,2 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 250 GWh all'anno.

In data **2 agosto 2018** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha acquistato da Renvico France S.a.s. il 25% del capitale delle società Parc Eolienne de la Voie Sacrée S.a.s. e Parc Eolienne d'Epense S.a.s., titolari di due parchi eolici della capacità complessiva di 16,25 MW entrati in esercizio rispettivamente nel 2007 e nel 2005, delle quali aveva già acquisito il 75% da Vent d'Est S.a.s. lo scorso marzo. Il valore complessivo dell'acquisizione corrisponde ad un enterprise value di 12,9 milioni di Euro.

In data **3 agosto 2018** ERG e Quercus Assets Selection S.a.r.l., fondo Europeo focalizzato su investimenti in fonti rinnovabili con oltre 350 milioni di Euro di asset under management, hanno firmato un accordo per la costituzione della società per azioni ERG Q Solar1, con sede legale a Genova, partecipata al 60% da ERG e al 40% dal comparto Quercus Italian Solar Fund, con l'obiettivo di consolidare il mercato fotovoltaico italiano.

## NOTA 45 - DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 3 agosto 2018 il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione della Relazione Finanziaria semestrale unitamente alle relazioni degli Organi di controllo in base alle tempistiche previste dalla normativa vigente.

Genova, 3 agosto 2018

per il Consiglio di Amministrazione

il Presidente

Edoardo Garrone



# ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

- .....
1. I sottoscritti Luca Bettonte, in qualità di Amministratore Delegato di ERG S.p.A., e Paolo Luigi Merli, in qualità di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di ERG S.p.A., attestano, tenuto conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
    - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo ERG e
    - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2018,
  2. Al riguardo si segnala che:
    - l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2018 è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'Informativa Finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Control - Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
    - dalla valutazione del Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
  3. Si attesta, inoltre, che:
    - il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2018:
      - è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
      - corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
      - è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
    - La Relazione Finanziaria semestrale comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La Relazione Finanziaria semestrale comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Genova, 3 agosto 2018

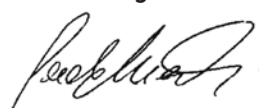
l'Amministratore Delegato

**Luca Bettonte**



il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari

**Paolo Luigi Merli**



# RELAZIONE DI REVISIONE LIMITATA DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE



KPMG S.p.A.  
Revisione e organizzazione contabile  
Piazza della Vittoria, 15 int. 11  
16121 GENOVA GE  
Telefono +39 010 564992  
Email it-fmauditaly@kpmg.it  
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

## Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della  
ERG S.p.A.

### Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, delle altre componenti di conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note illustrative, del Gruppo ERG al 30 giugno 2018. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

### Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo  
Bologna Bolzano Brescia  
Catania Como Firenze Genova  
Lecce Milano Napoli Novara  
Padova Palermo Parma Perugia  
Pescaia Roma Torino Treviso  
Trieste Varese Verona

Società per azioni  
Capitale sociale  
Euro 10.345.200,00 I.v.  
Registro Imprese Milano e  
Codice Fiscale N. 0070900159  
R.E.A. Milano N. 512887  
Partita IVA 0070900159  
VAT number IT0070900159  
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25  
20124 Milano MI ITALIA



**Gruppo ERG**

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato  
30 giugno 2018*

### **Conclusioni**

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo ERG al 30 giugno 2018 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

### **Altri aspetti**

Il bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 e il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo chiuso al 30 giugno 2017 sono stati rispettivamente sottoposti a revisione contabile e a revisione contabile limitata da parte di un altro revisore che, in data 27 marzo 2018, ha espresso un giudizio senza modifica sul bilancio consolidato e, in data 9 agosto 2017, ha espresso delle conclusioni senza modifica sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Genova, 3 agosto 2018

KPMG S.p.A.



Luisa Polignano  
Socio



## **ERG S.P.A.**

Torre WTC

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Tel 0102401 - Fax 0102401585

[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

---

## **SEDE LEGALE**

via De Marini, 1 - 16149 Genova

Capitale Sociale Euro 15.032.000,00 i.v.

R.E.A. Genova n. 354265

Registro delle Imprese Genova

e Codice Fiscale 94040720107

Partita IVA 10122410151

ERG S.p.A. - Agosto 2018

Questa pubblicazione è presente in formato pdf sul sito  
[www.erg.eu](http://www.erg.eu)

Redazione: Group Administration  
[erg@legalmail.it](mailto:erg@legalmail.it)

A cura di Corporate Image  
[communication@erg.eu](mailto:communication@erg.eu)

[WWW.ERG.EU](http://WWW.ERG.EU)

