



**RELAZIONE FINANZIARIA
SEMESTRALE**
AL 30 GIUGNO 2019

PREMESSE

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2019, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, ed il Bilancio Consolidato semestrale in essa incluso, è stata predisposta in forma abbreviata 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.

Settori operativi

I risultati operativi sono esposti e commentati con riferimento alle diverse tecnologie di generazione, 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: per una più chiara rappresentazione dei business a livello di tecnologia, pertanto i risultati dell'eolico e dell'idroelettrico includono le coperture effettuate relativamente alle fonti rinnovabili ("RES") ed i risultati del Termoelettrico includono le coperture sullo "spark spread".

Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

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 e quanto commentato nel successivo paragrafo IFRS 16.

IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019, è stato applicato il principio IFRS 16.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo principio ha modificato la natura e la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 3,9 milioni nel primo semestre 2019;
- l'incremento (70 milioni al 30 giugno 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (3,1 milioni) e maggiori oneri finanziari (1,6 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto.

In considerazione di quanto sopra, al fine di rappresentare la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel **Conto Economico adjusted**, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi ed in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi.

Coerentemente anche l'**indebitamento finanziario netto adjusted** ed il **capitale investito netto adjusted** sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella sezione "Indicatori alternativi di performance".

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	5
Profilo del Gruppo.....	6
Aree geografiche di attività	8
Area di consolidamento integrale al 30 giugno 2019	9
Modello organizzativo	10
Variatione perimetro di business nel primo semestre 2019	13
ERG in Borsa	15
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	17

Risultati del semestre

Sintesi dei risultati.....	19
Risultati per settore.....	20
Commento ai risultati del periodo	21
Risultati del semestre - Business.....	23
Mercato di riferimento	23
Vendite del Gruppo.....	25
Eolico	26
Solare	34
Idroelettrico	35
Termoelettrico	37
Incentive framework e aggiornamenti normativi del periodo.....	39

Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)

Prospetti contabili.....	48
Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	60

Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	67
Evoluzione prevedibile della gestione.....	68

Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	70
---	----

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente
EDOARDO GARRONE
(esecutivo)

Vice Presidente
ALESSANDRO GARRONE²
(esecutivo)

GIOVANNI MONDINI
(non esecutivo)

Amministratore Delegato
LUCA BETTONTE

Consiglieri
MASSIMO BELCREDI³
(indipendente)

MARA ANNA RITA CAVERNI⁴
(indipendente)

BARBARA COMINELLI⁴
(indipendente)

MARCO COSTAGUTA
(non esecutivo)

PAOLO FRANCESCO LANZONI⁵
(non esecutivo)

SILVIA MERLO⁴
(indipendente)

ELISABETTA OLIVERI⁴
(indipendente)

MARIO PATERLINI⁴
(indipendente)

COLLEGIO SINDACALE⁶

Presidente
ELENA SPAGNOL

Sindaci Effettivi
LELIO FORNABAIO
FABRIZIO CAVALLI

DIRIGENTE PREPOSTO (L. 262/05)

PAOLO LUIGI MERLI

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.⁷

1 Consiglio di Amministrazione nominato in data 23 aprile 2018.

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

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

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

5 Ad esito della nomina a Consigliere di Amministrazione (non esecutivo) della controllante San Quirico S.p.A., il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., nell'adunanza del 16 luglio 2019, pur confermandone l'autonomia di giudizio, ha ritenuto preferibile qualificare lo stesso come amministratore non indipendente ai sensi di quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza.

6 Collegio Sindacale nominato in data 17 aprile 2019.

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

PROFILO DEL GRUPPO

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, eolica, solare, idroelettrica e termoelettrica cogenerativa ad alto rendimento e basso impatto ambientale.

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

- 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 delle centrali del Nucleo Idroelettrico di Terni e dell'impianto CCGT di Priolo. Attraverso le proprie partecipate estere presta servizi tecnici ed amministrativi in Francia e Germania sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

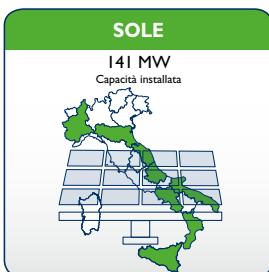
ERG Power Generation S.p.A. opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:

Eolico



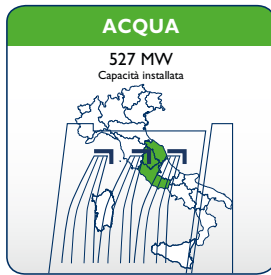
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.895 MW di potenza installata al 30 giugno 2019. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (803 MW operativi), in particolare in Francia (359 MW), Germania (238 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



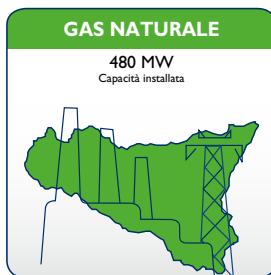
Solare

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, incrementata di 51,4 MW a seguito dell'acquisizione avvenuta nel mese di gennaio 2019 di due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio, che si sono aggiunti ai 31 impianti fotovoltaici acquisiti nel 2018, 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 sistema integrato di asset composto da 19 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, connessi da una rete di fiumi e canali di oltre 150 Km ed 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.) e a basso impatto ambientale, 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.

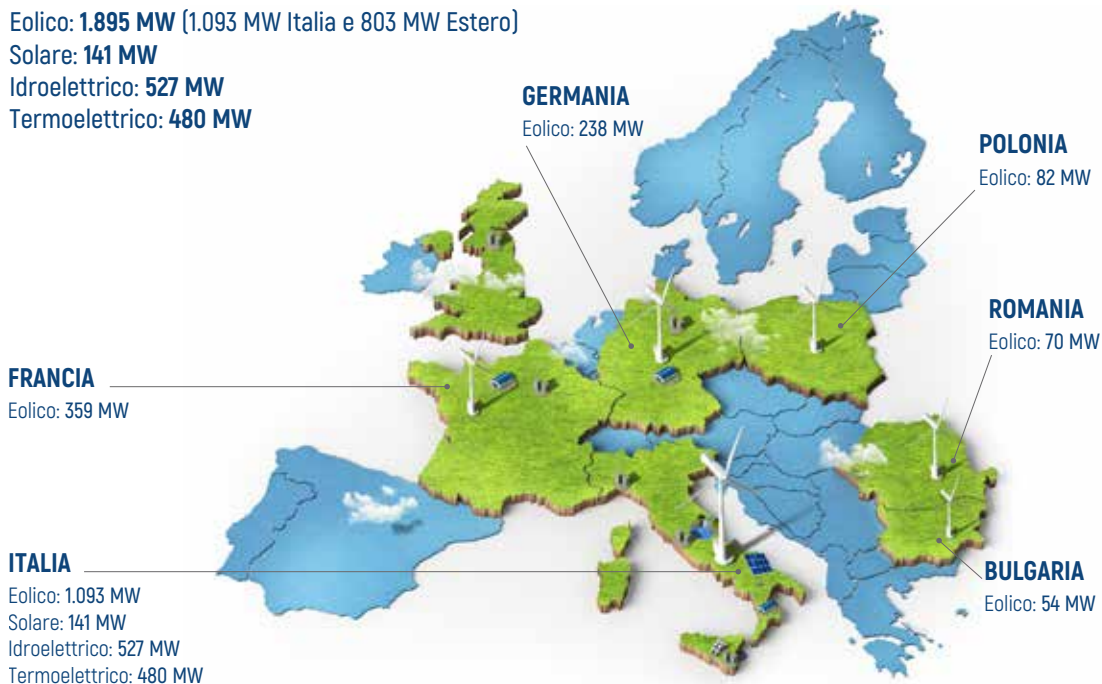
AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ AL 30 GIUGNO 2019

Eolico: **1.895 MW** (1.093 MW Italia e 803 MW Estero)

Solare: **141 MW**

Idroelettrico: **527 MW**

Termoelettrico: **480 MW**



Parchi eolici



Impianti
fotovoltaici



Impianti
idroelettrici



Impianti
termoelettrici



Uffici



Centri
logistici O&M

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2019



MODELLO ORGANIZZATIVO



L'assetto organizzativo del Gruppo si caratterizza nella 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. Nel corso del 2019 la società è organizzata nelle seguenti aree:

- Business Development;
- Engineering Development;
- Administration, Finance, Control & Procurement;
- Public Affairs & Communication;
- Corporate & legal Affairs.

Si segnala che dal 1° giugno 2019 Human Capital & ICT è stata collocata nell'ambito della Direzione Administration, Finance, Control & Procurement che già includeva le aree di Amministrazione, Finanza, Pianificazione e Controllo, Risk Management, M&A, Investor Relations e Acquisti con l'obiettivo di far convergere in un'unica Direzione le attività afferenti ai principali servizi di supporto al Business.

- 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 dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
 - 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



PRIMA EMISSIONE OBBLIGAZIONARIA GREEN BOND E LIABILITY MANAGEMENT

Il 4 aprile 2019 ERG ha completato il collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). L'emissione ha assunto la forma del Green Bond, destinato a finanziare o rifinanziare progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili, eolica e solare del Gruppo ERG.

ERG S.p.A. da dicembre 2018 dispone di un public rating Investment Grade pari a BBB- da parte dell'agenzia di rating Fitch Ratings.

Grazie alla liquidità derivante dall'emissione del bond, oltre che da un finanziamento corporate bilaterale a 5 anni sottoscritto con Commerzbank, e alla liquidità disponibile generata dal Gruppo ERG, nella prima parte del secondo trimestre 2019 il Gruppo ha proceduto al rimborso anticipato ed all'unwinding dei seguenti finanziamenti ed IRS:

- Project Financing in capo alla società ERG Wind Investments Ltd. il cui valore residuo nominale al momento del rimborso era pari a 461 milioni. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value negativo alla data di chiusura era pari a 53 milioni;
- Project Financing in capo alla società ERG Power S.r.l. il cui valore residuo al momento del rimborso era pari a 49 milioni. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value negativo alla data di chiusura era pari a 2 milioni.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG ed il rimborso dei suddetti project financings è inquadrata nella strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria del Gruppo da Project a Corporate Financing e la conseguente progressiva riduzione della subordinazione strutturale per permettere il miglioramento del merito di credito

della struttura di debito del Gruppo, attraverso il ri-bilanciamento del debito corporate, che, già al 30 giugno 2019, è diventato prevalente, nei confronti del debito project financing.

Per una migliore comprensione dei dati commentati nella presente Relazione, si segnalano i principali impatti dell'operazione:

- l'incremento dell'indebitamento finanziario netto per 43 milioni in conseguenza della chiusura della rettifica (positiva) legata alla valutazione al fair value, rilevata in fase di primo consolidamento (2013), del finanziamento ERG Wind Investments rimborsato nel periodo. Trattasi di posta no cash;
- oneri per:
 - 43 milioni con riferimento a quanto commentato sopra in relazione al reversal del fair value del finanziamento ed al suo rimborso;
 - 23 milioni a titolo di prepayment degli strumenti derivati IRS, al netto della residuale riserva di primo consolidamento.

Tali poste sono state trattate come special items, al netto dei relativi effetti fiscali.

A seguito della suddetta ristrutturazione il costo medio del debito lordo a medio/lungo termine è risultato già nel secondo trimestre del 2019 in sensibile riduzione rispetto lo stesso trimestre del 2018 (2.4% rispetto 3.1%), così come, grazie al più efficace impiego della cassa, il costo del debito netto (3.7% rispetto a 5.7%). Ciò ha permesso una sensibile riduzione degli oneri finanziari adjusted sia nel trimestre che nel semestre, nonostante il maggiore indebitamento netto.

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO SEMESTRE 2019

Solare

In data **12 febbraio 2019** ERG, tramite la propria controllata **ERG Solar Montalto S.r.l.**, ha perfezionato l'acquisizione da Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM - asset manager europeo nel settore rinnovabile, del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW.

È stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale.

Gli impianti sono ubicati a Montalto di Castro (Lazio), hanno registrato nel 2018 una produzione totale di 85,6 GWh ed un EBITDA di 30 milioni di Euro. Equipaggiati con tecnologia Sun Power e con tracker monoassiale, gli impianti sono entrati in esercizio mediamente nel quarto trimestre del 2010 e beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030.

L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 220 milioni di Euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 96 milioni di Euro ed alla posizione finanziaria netta della Target al 31 dicembre 2018 pari a 124 milioni di Euro.

Il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019: per maggiori dettagli sulla Purchase Price Allocation del solare, si rimanda a quanto commentato nella sezione "Prospetti contabili e indicatori Alternativi di Performance".

Eolico - UK

In data **2 maggio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG UK Holding Ltd., ha perfezionato l'acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società **Craigmore Energy Ltd.**, società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry.

Il parco sarà costituito da 10 turbine per una capacità autorizzata di 25 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 87 GWh all'anno pari a circa 3.500 ore equivalenti ed a circa 43 kt di emissioni di CO₂ evitata, nonché al fabbisogno stimato di energia di circa 21.500 famiglie.

L'inizio dei lavori di costruzione è previsto nel corso del quarto trimestre 2019 e l'entrata in esercizio, a valle della finalizzazione della connessione alla rete nazionale, entro Aprile 2021. Il progetto parteciperà al mercato integrato unico dell'energia (I-SEM - Integrated Single Electricity Market).

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto.

Con questa operazione ERG rafforza il proprio percorso di crescita organica all'estero, aumentando i MW in costruzione in Gran Bretagna da 163 a 188, ed incrementando dal 70% al 88% l'ammontare dei MW secured con riferimento agli obiettivi del Piano.

Eolico - Francia

In data **6 maggio 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha perfezionato un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l'acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS", società di diritto francese titolare di **sei parchi eolici** con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia.

I parchi, entrati in esercizio tra il 2007 e il 2009, con un Ebitda 2018 di 6,2 milioni di Euro ed una produzione totale attesa di 99 GWh, pari a oltre 1.800 ore equivalenti ed a circa 50 kt di emissione di CO₂ evitata, beneficiano di una tariffa incentivata (FIT), pari in media a 93 Euro al MWh nel 2018 e con una durata di 15 anni.

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a 52 milioni di Euro. La società ha una posizione finanziaria netta nulla. Il closing dell'operazione è avvenuto a seguito del consenso da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze francese. La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

Eolico

In data **27 giugno 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation, ha perfezionato con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW.

Windwärts, che vanta una lunga esperienza come sviluppatore, è pioniere nel settore delle rinnovabili in Germania e controllata al 100% dalla utility MVV Energie AG. La pipeline early-medium stage, complessivamente di circa 224 MW, è composta da 13 progetti in diverse fasi di sviluppo, 4 dei quali, in fase più avanzata, sono considerati dai Regional Plan. I progetti sono situati nella Germania del nord, precisamente in Lower Saxony e Schleswig-Holstein, in aree particolarmente ventose e presentano una producibilità stimata media superiore alle 3.000 ore equivalenti.

Il prezzo totale concordato in termini di Enterprise Value è di circa 4 milioni di Euro, suddivisi tra un pagamento upfront al closing e successivi importi legati allo sviluppo dei progetti.

ERG IN BORSA

Al 28 giugno 2019⁸ il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 18,00 Euro, in crescita (+9,1%) rispetto a quella della fine dell'anno 2018, a fronte di un incremento nello stesso periodo del FTSE All Share (+14,9%), del FTSE Mid Cap (+8,4%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (+14,5%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 15,69 Euro (25 marzo 2019) ed un massimo di 18,62 Euro (20 giugno 2019).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 28 giugno 2019.

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 28.06.19	18,00
Prezzo massimo (20.06.19) ⁽¹⁾	18,62
Prezzo minimo (25.03.19) ⁽¹⁾	15,69
Prezzo medio	17,05

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

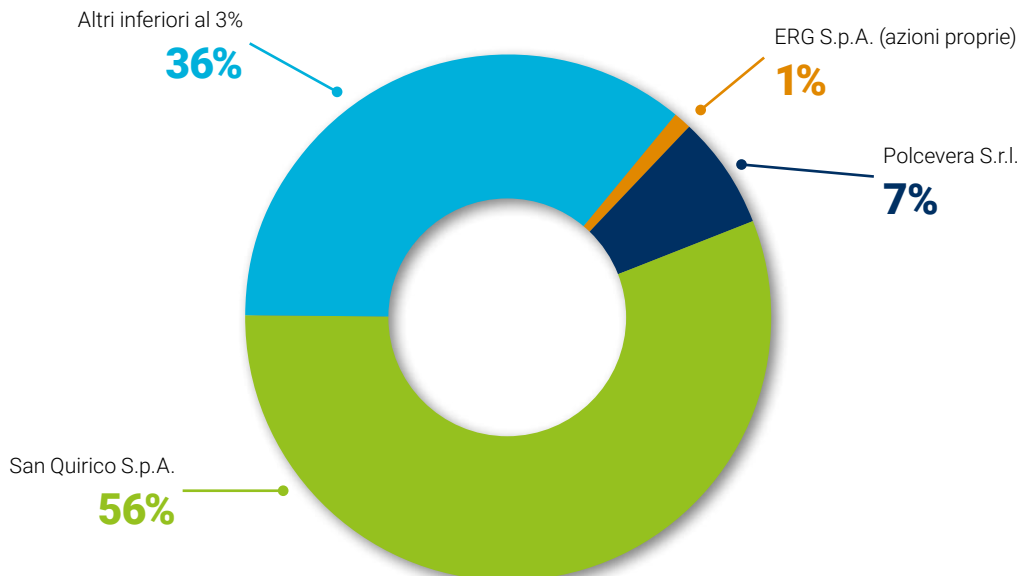
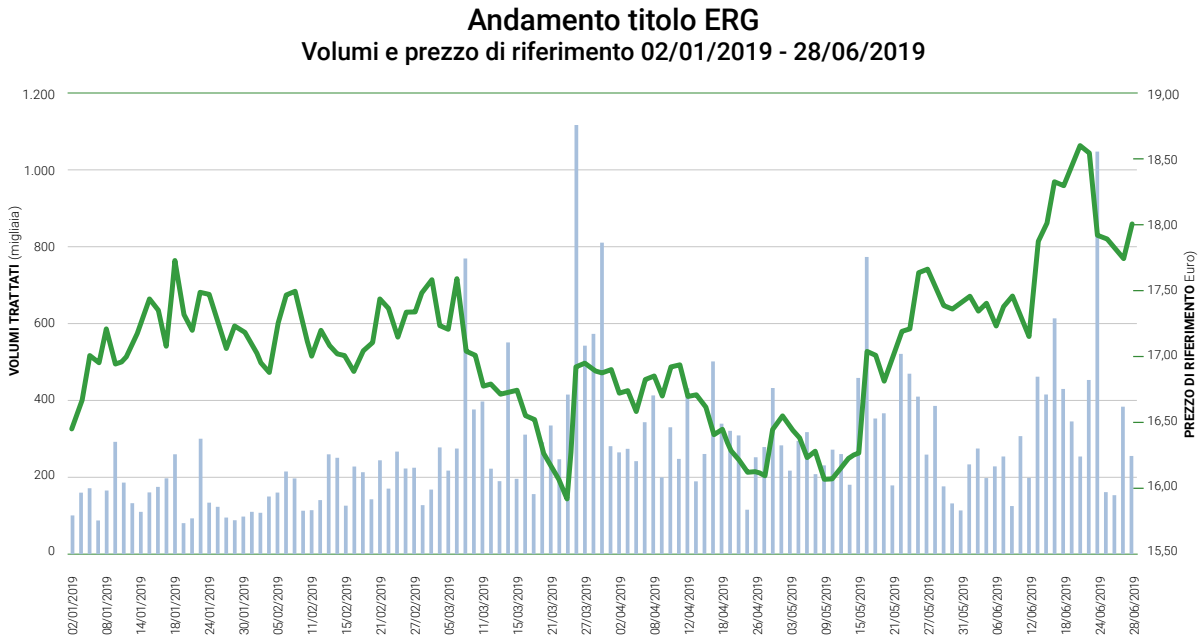
Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (26.03.19)	1.113.089
Volume minimo (21.01.19)	75.726
Volume medio	278.254

La capitalizzazione di borsa al 28 giugno 2019 ammonta a circa 2.706 milioni di Euro (2.480 milioni alla fine del 2018).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 148.866.945.

⁸ Ultimo giorno disponibile per il primo semestre 2019.

ANDAMENTO DEL TITOLO ERG E STRUTTURA AZIONARIA



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
11 gennaio 2019	Solare	Acquisizione da Soles Montalto GmbH del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l. società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 12 febbraio 2019.	Comunicato Stampa del 11.01.2019
14 gennaio 2019	Corporate	Finalizzazione dell'assegnazione gratuita di 80 azioni proprie ERG a favore di ciascun dipendente delle società italiane del Gruppo ERG. L'assegnazione, annunciata il 20 ottobre u.s. (vedasi CS in pari data), ha riguardato un numero complessivo di 664 dipendenti e di 53.120 azioni, detenute in portafoglio da ERG S.p.A., con un valore complessivo, inclusi i relativi costi accessori di 1,1 milioni di Euro.	Comunicato Stampa del 14.01.2019
15 gennaio 2019	Eolico Francia	Ultimata la fase di commissioning di Parc Eolien de la Vallée de Torfou da 17,6 MW con una produzione media annua stimata di 47 GWh, parco facente parte dei 768 MW di asset in costruzione ed in sviluppo di EPURON acquisita lo scorso anno (v. CS 6/4/2018), e di Parc Eolien Vallée de l'Aa da 13,2 MW con una produzione media annua stimata di 29 GWh, per un totale complessivo di circa 45.000 t di emissione di CO ₂ evitata all'anno.	Comunicato Stampa del 15.01.2019
4 febbraio 2019	Corporate	ERG si è classificata al 16° posto nel " Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the World Index " pubblicato dalla società canadese Corporate Knights. Con una valutazione del 75,39%, ERG è risultata la prima azienda italiana, nonché l'unica tra le Top 50.	Comunicato Stampa del 04.02.2019
6 marzo 2019	Solare	Sospensione della costituzione della joint venture ERG Q Solar 1 .	Comunicato Stampa del 06.03.2019
13 marzo 2019	Corporate	Perfezionato l'incasso anticipato di 36,6 milioni di Euro oggetto del Vendor Loan concesso ad api S.p.A al momento della sottoscrizione dell'accordo per la cessione di TotalErg S.p.A.	Comunicato Stampa del 13.03.2019
25 marzo 2019	Eolico Francia	Sottoscrizione di un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l' acquisizione del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges S.a.s." , società di diritto francese titolare di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia. Il closing dell'operazione è avvenuto in data 6 maggio 2019.	Comunicato Stampa del 25.03.2019

4 aprile 2019	Corporate	Collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 1 miliardo.	Comunicato Stampa del 04.04.2019
2 maggio 2019	Eolico UK	Acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società Craiggore Energy Ltd., società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 37 milioni di sterline (circa 41 milioni di Euro), già inclusivo del corrispettivo riconosciuto per l'acquisto.	Comunicato Stampa del 02.05.2019
14 giugno 2019	Eolico Francia	Parc Eolien du Pays a Part , società francese del Gruppo ERG, titolare di un progetto situato nel nord della Francia per una potenza di 18 MW, è risultata aggiudicataria della terza asta dedicata all'eolico onshore.	Comunicato Stampa del 14.06.2019
20 giugno 2019	Corporate	L'agenzia di rating Fitch ha confermato per ERG S.p.A. un Long Term Issuer Default Rating (IDR) di BBB- con outlook stabile ed un senior unsecured rating di BBB-.	Comunicato Stampa del 20.06.2019
21 giugno 2019	Eolico Germania	Ultimata la fase di costruzione e commissioning dell'impianto Wind Park Linda , parco situato in Germania, con una potenza pari a 21,6 MW.	Comunicato Stampa del 21.06.2019
27 giugno 2019	Eolico Germania	Sottoscrizione di un accordo con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW. Il prezzo totale concordato in termini di Enterprise Value è di circa 4 milioni di Euro, suddivisi tra un pagamento upfront al closing e successivi importi legati allo sviluppo dei progetti.	Comunicato Stampa del 27.06.2019

SINTESI DEI RISULTATI

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2019	2018
2018			
PRINCIPALI DATI ECONOMICI			
1.027	Ricavi adjusted	530	516
491	Margine operativo lordo adjusted	273	277
216	Risultato operativo netto adjusted	128	140
133	Risultato netto	3	105
133	<i>di cui Risultato netto di Gruppo</i>	2	105
107	Risultato netto di Gruppo adjusted⁽¹⁾	68	76
PRINCIPALI DATI FINANZIARI			
3.172	Capitale investito netto adjusted⁽²⁾	3.403	3.275
1.829	Patrimonio netto	1.741	1.809
1.343	Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽²⁾	1.662	1.466
1.178	<i>di cui Project Financing non recourse⁽³⁾</i>	809	1.223
42%	Leva finanziaria	49%	45%
48%	EBITDA MARGIN %	52%	54%
DATI OPERATIVI			
1.822	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.895
3.464	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di kWh	1.931
480	Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480
2.151	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di kWh	1.054
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527
1.740	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di kWh	1.001
90	Capacità installata impianti solari a fine periodo	MW	90
130	Produzione di energia elettrica da impianti solari	milioni di kWh	64
13.627	Vendite totali di energia elettrica	milioni di kWh	7.642
510	Investimenti ⁽⁴⁾	milioni di Euro	447
737	Dipendenti a fine periodo	unità	761
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁵⁾			
124,9	Eolico Italia	Euro/MWh	119,1
94,5	Eolico Germania	Euro/MWh	99,6
87,4	Eolico Francia	Euro/MWh	88,9
63,5	Eolico Polonia	Euro/MWh	70,8
74,8	Eolico Bulgaria	Euro/MWh	77,2
58,2	Eolico Romania	Euro/MWh	67,4
100,4	Eolico UK	Euro/MWh	n.a.
293,5	Solare	Euro/MWh	314,0
106,6	Idroelettrico	Euro/MWh	104,9
41,4	Termoelettrico	Euro/MWh	37,6

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.

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

(2) come già indicato nelle Premesse, l'indebitamento finanziario netto adjusted e il Capitale Investito Netto adjusted sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto la rilevazione degli assets e l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 giugno 2019 a circa 70 milioni

(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 tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 307 milioni effettuati nel 1° semestre 2019 per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni), per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia (52 milioni), di una pipeline in Germania (2 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Regno Unito (6 milioni). Nel 1° semestre 2018 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 447 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (Solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia ed in Germania

(5) i ricavi netti unitari riportati sono espressi in Euro/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento

RISULTATI PER SETTORE

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2019	2018
2018			
	RICAVI ADJUSTED		
389	Eolico	228	210
38	Solare	37	19
194	Idroelettrico	60	100
405	Termoelettrico ⁽¹⁾	205	187
36	Corporate	18	17
(36)	Ricavi infrasettori	(18)	(17)
1.027	Totale ricavi adjusted	530	516
	MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED		
274	Eolico	171	159
32	Solare	34	16
146	Idroelettrico	44	80
53	Termoelettrico ⁽¹⁾	34	30
(15)	Corporate	(9)	(8)
491	Margine operativo lordo adjusted	273	277
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
(159)	Eolico	(82)	(81)
(24)	Solare	(20)	(10)
(58)	Idroelettrico	(29)	(29)
(31)	Termoelettrico	(14)	(15)
(3)	Corporate	(1)	(1)
(275)	Ammortamenti adjusted	(145)	(136)
	RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED		
115	Eolico	89	78
8	Solare	14	6
88	Idroelettrico	16	51
22	Termoelettrico ⁽¹⁾	20	14
(18)	Corporate	(10)	(9)
216	Risultato operativo netto adjusted	128	140
	INVESTIMENTI⁽²⁾		
146	Eolico	81	97
345	Solare	220	345
7	Idroelettrico	2	1
8	Termoelettrico	4	2
3	Corporate	1	1
510	Totale investimenti	307	447

(1) include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business

(2) includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition

COMMENTO AI RISULTATI DEL PERIODO

Nel primo semestre 2019 i **ricavi** sono pari a 530 milioni, in aumento rispetto al primo semestre 2018 (516 milioni) principalmente a seguito dell'aumento della produzione dell'eolico, sia in Italia che all'estero, del solare, anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, e del termoelettrico, in parte compensati da minori volumi nell'idroelettrico molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati dello scorso anno.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 273 milioni, sostanzialmente in linea con i 277 milioni registrati nel 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (+12 milioni)**: margine operativo lordo pari a 171 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (159 milioni) in un ambito anemologico più favorevole sia in Italia che all'estero. In particolare, i risultati dei parchi eolici in Italia (117 milioni in linea con i 116 milioni dell'esercizio precedente) in un contesto di prezzi medi unitari complessivi leggermente inferiori hanno beneficiato delle maggiori produzioni, di cui quelle incentivate stabili al 72%, che hanno compensato il minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh). I risultati all'estero sono in crescita (+11 milioni) grazie principalmente al contributo dei 91 MW di nuovi parchi in Francia (+6 milioni) ed alle maggiori produzioni dei parchi eolici negli altri paesi esteri, nonché a seguito del miglior scenario prezzi nei paesi dell'est Europa. Si ricorda che il primo semestre 2018 aveva beneficiato del contributo del parco di Brockaghboy (+3 milioni), ceduto in data 7 marzo 2018.
- **Solare (+18 milioni)**: il margine operativo lordo, pari a 34 milioni, è più che raddoppiato rispetto al primo semestre 2018 (16 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici in un contesto favorevole di irraggiamento.
- **Idroelettrico (-36 milioni)**: margine operativo lordo di 44 milioni (80 milioni nel primo semestre 2018), in forte diminuzione rispetto all'esercizio precedente. La performance ha risentito della significativa ridotta idraulicità registrata nel periodo rispetto a quella storica ed in particolare a quella particolarmente elevata dello scorso anno, con effetto sui volumi e sull'incentivo GRIN e, in minor misura, del prezzo GRIN, più basso rispetto allo scorso semestre.
- **Termoelettrico (+4 milioni)**: il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 34 milioni, è superiore rispetto ai 30 milioni del 2018 a seguito di un migliore spark spread, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO₂, e alle maggiori quantità vendute ai clienti del Sito di Priolo nonché della performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 128 milioni (140 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 145 milioni in aumento di 9 milioni rispetto al primo semestre 2018 (136 milioni) riconducibili principalmente ai nuovi investimenti nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia avvenute nel corso del secondo trimestre 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 68 milioni, in diminuzione rispetto al risultato di 76 milioni del primo semestre 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi e di un tax rate effettivo superiore per il venire meno delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE). Nonostante un indebitamento in crescita, gli oneri finanziari sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al corrispondente periodo del 2018 per il ridursi del costo del debito grazie alle importanti operazioni di liability management effettuate nel corso del secondo trimestre 2019 e la contestuale emissione di un Green Bond a condizioni migliorative.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 3 milioni rispetto a 105 milioni del primo semestre 2018 e risente principalmente, rispetto al già commentato risultato netto di Gruppo adjusted, degli oneri straordinari legati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del primo Green Bond e la contestuale chiusura di due importanti facility di Project Financing. Si ricorda inoltre che il primo semestre 2018 beneficiava della plusvalenza relativa alla cessione del parco eolico di Brockaghboy nel Regno Unito (27 milioni).

Nel primo semestre 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **307 milioni** (447 milioni nel primo semestre 2018) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni di Euro), di parchi eolici operativi in Francia (52 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni) e di una pipeline in Germania (2 milioni). Inoltre, nel corso del semestre sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 27 milioni** di cui l'76% nel settore Eolico (80% nel primo semestre 2018), principalmente correlati al completamento del parco eolico in Germania (Windpark Linda), il 15% nel settore Termoelettrico (10% nel 2018), il 6% nel settore Idroelettrico (5% nel 2018) e il 2% nel settore Corporate (5% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.662 milioni**, in aumento (319 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (307 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), l'incremento del fair value dei derivati di copertura, in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (194 milioni).

Come già indicato nelle Premesse, l'indebitamento finanziario netto adjusted è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 giugno 2019 a circa 70 milioni.

RISULTATI DEL SEMESTRE - BUSINESS

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

Anno 2018		1° semestre	
		2019	2018
Scenario prezzi (Euro/MWh)			
Italia			
61,3	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	55,1	53,8
60,7	Prezzo energia elettrica zona Nord	54,4	53,1
61,1	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	55,5	53,5
60,9	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	54,9	54,1
59,4	Prezzo energia elettrica zona Sud	52,5	53,2
60,7	Prezzo energia elettrica Sardegna	54,5	53,6
69,5	Prezzo energia elettrica Sicilia	64,5	60,3
68,8	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	61,8	60,9
99,0	Tariffa incentivante (ex "certificati verdi") - Italia	92,1	99,0
Estero			
50,0	Francia (Energia Elettrica base load)	41,1	40,4
44,5	Germania (Energia Elettrica base load)	38,5	35,8
76,2	Polonia	82,5	63,4
52,8	di cui (Energia Elettrica base load)	53,3	47,5
23,4	di cui Certificati d'Origine	29,2	16,0
39,9	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	44,4	33,8
75,8	Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	77,2	66,0
46,4	di cui Energia Elettrica base load	47,8	36,6
29,4	di cui Certificato Verde	29,4	29,4
113,4	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load + 90% ROC)	108,9	105,5
61,0	di cui Energia Elettrica base load	54,2	54,2
58,1	di cui ROC	60,8	57,0

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia - Domanda e produzioni

Anno 2018		1° semestre	
		2019	2018
	Mercato Italia ⁽¹⁾ (GWh)		
321.910	Domanda	157.320	158.230
2.233	Consumo pompaggi	1.254	1.340
43.909	Import/Export	19.381	23.843
208.234	Produzione interna ⁽²⁾	139.193	135.727
	di cui		
185.046	Termoelettrica	91.269	86.058
49.275	Idroelettrica	21.318	25.730
5.708	Geotermica	2.847	2.859
17.318	Eolica	11.208	9.652
22.887	Fotovoltaico	12.551	11.428

(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

Nel **primo semestre 2019** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 157,3 TWh, in diminuzione dell'1% rispetto ai valori registrati nel primo semestre 2018. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT e con parchi eolici e fotovoltaici, nel periodo si è registrato un fabbisogno di circa 9,3 TWh, in aumento (+1,1%) rispetto al primo semestre 2018, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 21,8 TWh (-0,1%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 139,2 TWh, in aumento del 3% rispetto al 2018, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 19,4 TWh (-19% rispetto al primo semestre 2018).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 66% da centrali termoelettriche e per il restante 34% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per l'15% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per l'8% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo semestre 2018 risulta in crescita la produzione eolica (+16%), fotovoltaica (+10%) e termoelettrica (+6%), mentre ha registrato un decremento la produzione idroelettrica (-17%) ed è risultata sostanzialmente invariata quella geotermica.

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 2019, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 7,6 TWh (7,1 TWh nel primo semestre 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 4,1 TWh (4,1 TWh nell'analogo periodo del 2018), di cui circa 0,9 TWh all'estero e 3,2 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 2,0% della domanda di energia elettrica in Italia (2,1% nel primo semestre del 2018).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella⁹ seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)

	1° semestre	
	2019	2018
Wind - produzione eolica Italia	1.257	1.151
Wind - produzione eolica Estero	897	779
Solare - produzione fotovoltaica	119	64
CCGT - produzione termoelettrica	1.216	1.054
Hydro - produzione idroelettrica	593	1.001
ERG Power Generation - acquisti	3.561	3.035
Totale	7.642	7.085

Vendita di energia elettrica (GWh)

	1° semestre	
	2019	2018
Energia elettrica venduta a clienti captive	241	272
Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	6.504	6.033
Energia elettrica venduta all'estero	897	779
Totale	7.642	7.085

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 primo semestre 2019 sono state effettuate vendite di vapore¹⁰ per 493 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 344 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018.

⁹ 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.

¹⁰ 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 2018		1° semestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
1.093	Italia	1.093	1.093	0	0%
	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%
729	Estero	803	698	104	15%
	di cui				
216	Germania	238	216	22	10%
307	Francia	359	276	83	30%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
0	UK	0	0	0	n.a.
1.822	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.895	1.791	104	6%

(1) potenza impianti installati a fine periodo. Si ricorda che in data 7 marzo 2018 è stato ceduto il parco eolico di Brockaghboy in Nord Irlanda (47,5 MW)

La potenza installata al 30 giugno 2019, pari a 1.895 MW, è in aumento di 104 MW rispetto al dato al 30 giugno 2018 a seguito dell'avvio commerciale di 2 parchi eolici in Francia a partire da dicembre 2018 (per 30,8 MW) e della già commentata acquisizione in Francia di ulteriori 52,0 MW già in esercizio, per un incremento complessivo in Francia di circa 82,8 MW, a cui si somma un ulteriore incremento di 21,6 MW in Germania a seguito dell'avvio commerciale di un parco eolico avvenuto alla fine del mese di giugno.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2018		1° semestre	
		2019	2018
389	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	228	210
274	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	171	159
(159)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(82)	(81)
115	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	89	78
146	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	81	97
70%	EBITDA margin% ⁽²⁾	75%	76%
3.464	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	2.154	1.931

(1) non includono gli special items come indicato 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

I ricavi consolidati registrati nel primo semestre 2019 risultano in aumento principalmente a seguito delle maggiori produzioni sia per condizioni anemologiche maggiormente favorevoli, sia in Italia che all'estero, sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero. Tali incrementi hanno più che compensato la riduzione derivante dal minore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 99,0 a 92,1 Euro/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto al primo semestre 2018, le produzioni non più incentivate ammontano a 8 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore inferiore ad 1 milione.

Per quanto riguarda i ricavi netti unitari in Italia nel primo semestre 2019, considerando il valore di cessione dell'energia, degli incentivi (ex certificati verdi) e altre componenti minori, per ERG è stato pari a 119,1 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 123,2 Euro/MWh del primo semestre 2018 a seguito del già commentato minor valore unitario dell'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.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i ricavi per Paese:

RICAVI ADJUSTED

Anno 2018	(Milioni di Euro)	1° semestre			
		2019	2018	Δ	Δ%
266	Italia	148	146	2	1%
124	Estero	80	64	16	25%
	di cui				
33	Germania	20	17	3	18%
49	Francia	34	26	8	32%
14	Polonia	9	6	4	60%
13	Bulgaria	7	7	1	11%
12	Romania	8	5	3	67%
3	UK	0	3	(3)	-100%
389	Totale	228	210	18	9%

RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2018	(Euro/MWh)	1° semestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
124,9	Eolico Italia	119,1	123,2	(4)	-3%
94,5	Eolico Germania	99,6	93,4	6	7%
87,4	Eolico Francia	88,9	87,0	2	2%
63,5	Eolico Polonia	70,8	52,4	18	35%
74,8	Eolico Bulgaria	77,2	71,2	6	8%
58,2	Eolico Romania	67,4	50,0	17	35%
100,4	Eolico UK	n.a.	100,4	n.a.	n.a.

Nel **primo semestre 2019** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 88,9 Euro/MWh e 99,6 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (+35% a seguito dell'incremento dei prezzi di cessione dell'energia), Polonia (+35% grazie al significativo incremento del prezzo dei certificati di origine oltre che del prezzo di cessione dell'energia) e Bulgaria (+8%). Si riportano inoltre per completezza anche i ricavi unitari relativi ai parchi eolici in Irlanda del Nord appartenenti al Gruppo fino a inizio marzo 2018.

PRODUZIONE (GWh)

Anno 2018		1° semestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
2.012	Italia	1.257	1.151	106	9%
	di cui				
439	Campania	291	253	38	15%
219	Calabria	122	122	(0)	0%
471	Puglia	317	265	53	20%
156	Molise	106	87	20	23%
178	Basilicata	108	101	6	6%
341	Sicilia	187	205	(18)	-9%
207	Sardegna	125	118	7	6%
1.452	Estero	897	779	117	15%
	di cui				
337	Germania	198	178	20	11%
552	Francia	384	296	89	30%
219	Polonia	135	112	23	20%
138	Bulgaria	75	74	1	1%
176	Romania	104	91	13	15%
29	UK	0	29	(29)	-100%
3.464	Produzioni complessive parchi	2.154	1.931	223	12%

Nel primo semestre 2019 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.154 GWh, in incremento rispetto al corrispondente periodo del 2018 (1.931 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 9% in Italia (da 1.151 GWh a 1.257 GWh) e del 15% all'estero (da 779 GWh a 897 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+106 GWh) è legato a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nell'analogo periodo del 2018 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 117 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni nell'Europa dell'Est (+37 GWh) ed in Germania (+20 GWh) e Francia (+89 GWh, sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo semestre dell'anno 2018), al netto del venire meno delle produzioni in UK (-29 GWh) a seguito della cessione del parco di Brockaghboy.

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 2018		1° semestre		Δ
		2019	2018	
21%	Italia	26%	24%	2%
	di cui			
20%	Campania	27%	24%	4%
21%	Calabria	23%	23%	0%
22%	Puglia	29%	25%	5%
22%	Molise	31%	25%	6%
23%	Basilicata	28%	26%	2%
20%	Sicilia	22%	24%	-2%
21%	Sardegna	26%	24%	1%
23%	Estero	26%	25%	2%
	di cui			
18%	Germania	21%	19%	2%
23%	Francia	25%	25%	0%
31%	Polonia	38%	32%	6%
29%	Bulgaria	32%	32%	0%
29%	Romania	34%	30%	4%
22%	Load Factor ⁽¹⁾	26%	25%	2%

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

Nel primo semestre 2019 il load factor complessivo, pari al 26%, è risultato in incremento rispetto a quanto registrato nel primo semestre 2018 (25%), con un incremento dal 25% al 26% all'estero e dal 24% al 26% in Italia.

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 47,5MW e del nuovo impianto da 21,6 MW entrato in esercizio in Germania alla fine del primo semestre 2019.

L'incremento del load factor è imputabile alla maggiore ventosità registrata nel periodo, in particolare nel mese di febbraio, oltre che ad alti livelli di disponibilità degli impianti.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno 2018		1° semestre		Δ	Δ%
		2019	2018		
195	Italia	117	116	1	1%
79	Estero	54	43	11	24%
	di cui				
22	<i>Germania</i>	14	12	2	19%
30	<i>Francia</i>	23	18	5	27%
10	<i>Polonia</i>	8	4	4	97%
8	<i>Bulgaria</i>	5	4	1	16%
7	<i>Romania</i>	5	3	3	104%
3	<i>UK</i>	(0)	3	(4)	n.a.
274	Totale	171	159	12	7%

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2019 è pari complessivamente a 171 milioni, in incremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (159 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche maggiormente favorevoli sia in Italia che all'estero.

Il contributo in Italia sostanzialmente in linea con l'anno precedente riflette principalmente le maggiori produzioni, oltre che lo scenario positivo dei prezzi sui mercati dell'energia che hanno sostanzialmente compensato il già commentato minor valore dell'incentivo unitario.

I migliori risultati all'estero (+11 milioni) beneficiano del miglior scenario e delle maggiori produzioni riscontrate nei paesi dell'est Europa (+7 milioni), della maggiore capacità installata in Francia (+6 milioni) e delle maggiori produzioni in Germania (+2 milioni); tali risultati positivi hanno più che compensato l'impatto della cessione del parco eolico di Brockaghboy in UK di cui aveva beneficiato il primo semestre 2018 per circa 3 milioni di Euro.

L'**EBITDA margin** del 2019 è risultato complessivamente pari al 75%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato e in linea all'analogo periodo dell'anno precedente (76%), nonostante il già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti, anche grazie all'apporto dei parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2019 (**81 milioni**) si riferiscono principalmente all'investimento effettuato per l'acquisizione di 5 2MW di parchi eolici in Francia, oltre che per lo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, la cui entrata in operatività è avvenuta alla fine del mese di giugno. È stato inoltre completato con successo il primo intervento di reblading, effettuato su un parco eolico di 13,2 MW in Italia.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

ITALIA

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

Con la deliberazione 16/2019 del 22 gennaio 2019 l'Autorità di regolazione ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2019 (FIP 2019), il valore medio annuo registrato nel 2018 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 61,91 Euro/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2019, 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 92,11 Euro/MWh.

- **Mancata produzione eolica (MPE), revisione Indice di Affidabilità (IA)**

Con la Delibera 195/2019 del 21 maggio 2019, l'Autorità ha ridefinito la formula di calcolo dell'Indice di Affidabilità a decorrere dal 1° gennaio 2017, al fine di correggerne alcuni effetti distorsivi. Tale indice è utilizzato nella quantificazione del valore della mancata produzione eolica da riconoscere all'utente del dispacciamento che ha limitato la produzione del proprio impianto per rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna. Entro il 31 dicembre 2019 Terna effettuerà i conguagli conseguenti al ricalcolo della mancata produzione eolica per tutti gli impianti eolici interessati. Non si segnalano impatti significativi per il Gruppo.

- **Delibera ARERA n. 103/2019/R/eel - Ulteriori disposizioni in materia di revisione zonale**

Con la Delibera 103/2019/R/eel del 19 marzo 2019, ARERA ha disposto, a decorrere dal 1° gennaio 2021, lo spostamento della Regione Umbria dalla zona di mercato Centro Nord alla zona Centro Sud e la creazione di una zona Calabria a sé stante con la conseguente soppressione del polo di produzione limitata di Rossano.

- **Regione Basilicata - Libretto Sicurezza Impianti Eolici**

Il 26 febbraio 2019 la Giunta regionale della Basilicata ha adottato le "Disposizioni operative per la formazione del libretto di sicurezza degli impianti eolici" al fine di ridurre il rischio di incidenti causati dalla rottura accidentale delle turbine eoliche (soprattutto quelle di piccola taglia). Il provvedimento, redatto dal Dipartimento Ambiente ed Energia, prevede la compilazione di un libretto informatico attraverso il portale web della Regione che ha anche lo scopo di indurre i soggetti responsabili dell'esercizio degli impianti a comunicare gli interventi di manutenzione effettuati, nonché a registrare annualmente le verifiche tecnico funzionali di tutti gli aerogeneratori dell'impianto eolico.

Tale strumento consentirà pure di censire e verificare la costruzione, le condizioni e le modalità di esercizio e manutenzione degli impianti esistenti.

L'aggiornamento annuale sarà a carico del soggetto responsabile della conduzione e dell'esercizio dell'impianto eolico, per tutta la durata di vita dello stesso, a prescindere dal numero degli aerogeneratori e dalla potenza e sulla scorta degli interventi di verifica e manutenzione effettuati.

Tali procedure saranno necessarie per non incorrere nell'applicazione di sanzioni pecuniarie fino a 30.000 Euro.

FRANCIA

• Risultati 3° asta eolica

Il 1° aprile 2019 si è chiusa la terza asta eolica francese. Per questa sessione, il contingente disponibile è stato posto pari a 500 MW, il prezzo base d'asta a 71 Euro/MWh (in riduzione rispetto al prezzo base d'asta delle scorse sessioni pari a 74,8 Euro/MWh) e non è stato richiesto il possesso dell'autorizzazione ambientale (così come previsto per la 1° sessione d'asta eolica di dicembre 2017). I progetti aggiudicati sono stati 21, per 516 MW complessivi, per una produzione stimata annuale di energia di circa 1,34 TWh, con un prezzo medio ponderato di aggiudicazione pari a 63 Euro/MWh.

ERG, attraverso la propria controllata francese Parc Eolien du Pays à Part, è risultata tra gli aggiudicatari con un progetto da 18 MW.

BULGARIA

• Modifica del sistema di incentivazione

A maggio del 2018 è stato approvato un emendamento all'Energy Act della Bulgaria il quale ha previsto, tra le altre misure, che a decorrere dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione passi da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. A maggio 2019 il passaggio a FIP è stato previsto anche con riferimento agli impianti con capacità installata inferiore a 4 MW, entro il 1° ottobre 2019.

A fine maggio 2019 l'Autorità bulgara dell'Energia (EWRC) ha fissato il Reference Price, utilizzato per calcolare l'incentivo, a 84,15 BGN per il periodo 1.07.2019 – 30.06.2020 (in riduzione di circa 17 BGN). Sempre a maggio 2019, l'EWRC ha stabilito che la nuova "access to grid fee" sia pari a 5,12 BGN/MWh (da 3,02 BGN/MWh).

• Pronunciamento Corte di Cassazione di Sofia su Provvedimento dell'Autorità di regolazione del settore energia (EWRC) relativa all'introduzione di cap sull'energia incentivabile

La Corte di Cassazione di Sofia, con pronunciamento del 28 gennaio 2019, ha definito illegittimo il provvedimento SP-1 di EWRC del 31 luglio 2015. Il provvedimento SP-1 aveva modificato l'impianto normativo esistente introducendo, anche con effetto retroattivo, delle soglie massime alla quantità di energia incentivabile per gli impianti eolici. Il 28 marzo 2019 EWRC, con il provvedimento SP-5, ha reintrodotta le disposizioni annullate dalla pronuncia della Corte di Cassazione, disponendo che il provvedimento SP-5 sia efficace con decorrenza retroattiva al 31 luglio 2015. A seguito del sopracitato provvedimento SP-5, il Gruppo, come altri operatori, ha presentato ricorso nelle sedi opportune.

ROMANIA

- **L'Autorità di regolazione ha approvato un incremento del contributo annuale dovuto dagli operatori del settore energia elettrica e gas**

Alla fine del mese di dicembre 2018, il Governo ha approvato un'ordinanza contenente misure fiscali e di bilancio con effetti sui settori dell'energia elettrica, del gas e delle telecomunicazioni. In particolare, per i produttori di energia elettrica, è stato previsto l'incremento del contributo pagato annualmente all'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) determinato per il 2019 nel 2% dei ricavi dell'anno precedente, contro lo 0,1% previsto per il 2018. Con la Decisione n. 18 del 25 febbraio 2019, ANRE ha inoltre chiarito che i ricavi derivanti dalla vendita di Certificati Verdi non rientrano nella base imponibile ai fini del calcolo del contributo annuale.

UK

- **Mercato elettrico Gran Bretagna: Capacity Market**

Il 15 novembre 2018 la Corte di Giustizia Europea ha annullato il provvedimento con cui nel 2014 la Commissione Europea ha dichiarato la compatibilità del meccanismo di remunerazione della capacità con la disciplina europea degli Aiuti di Stato. La conseguenza immediata della sentenza è stata il rinvio sine die delle prossime aste e il blocco di tutti i pagamenti previsti dalle aste precedenti.

Il 1° aprile 2019, pur non essendo ancora conclusa la procedura di verifica della Commissione UE sul Capacity market, il Parlamento britannico ha adottato un provvedimento che autorizza il Governo a riavviare le procedure d'asta per l'approvvigionamento di capacità, condizionandone l'efficacia al rispetto della normativa sugli aiuti di stato.

Nel corso di maggio 2019, in esito ad una consultazione sul Capacity Market, il BEIS (UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy) ha stabilito una prima apertura alla partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili al meccanismo (attualmente non prevista). La decisione è attualmente al vaglio del Parlamento britannico che dovrebbe pronunciarsi in merito entro settembre 2019.

SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, in incremento di 51,4 MW a seguito dell'acquisizione nel mese di gennaio 2019 di due impianti fotovoltaici ubicati nel Lazio, che si sono aggiunti ai 31 impianti fotovoltaici acquisiti nel 2018, entrati in esercizio tra il 2010 e il 2011 e collocati in 8 regioni comprese tra il Nord e il Sud Italia e all'impianto di ISAB Energy Solare S.r.l., società già del Gruppo (capacità installata inferiore ad 1 MW e produzione annua di circa 1 GWh, attraverso pannelli solari installati in Sicilia presso il sito IGCC ISAB di Priolo).

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2019	2018
2018			
38	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	37	19
32	Margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾	34	16
(24)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(20)	(10)
8	Risultato operativo netto adjusted⁽¹⁾	14	6
345	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	220	345
84%	EBITDA margin%⁽²⁾	90%	86%
130	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	119	64

(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 adjusted

Nel primo semestre 2019 le produzioni sono risultate pari a circa 119 GWh di cui 46 GWh relativi ai neo acquisiti impianti; il load factor complessivo è stato pari al 19% (16% nel primo semestre 2018). I ricavi del primo semestre 2019 sono stati pari complessivamente a 37 milioni, di cui 32 milioni relativi a ricavi da conto energia e 6 milioni a ricavi da vendita di energia. Nel primo semestre 2019 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 314 Euro/MWh, di cui 267 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 51 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia.

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2019 è stato pari complessivamente a 34 milioni, di cui 37 milioni relativi ai ricavi sopra commentati e 4 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del primo semestre 2019 è risultato complessivamente pari al 90%.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2019 si riferiscono all'acquisizione di 2 impianti fotovoltaici, ubicati a Montalto di Castro (Lazio), con una capacità installata di 51,4 MW ed una produzione stimata annua di circa 96 GWh, che beneficino degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'enterprise value dell'operazione è stato pari a circa 220 milioni di Euro.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Per quanto attiene al blocco temporaneo delle autorizzazioni per l'installazione di impianti solari in Sicilia, si rimanda al 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.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

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

RISULTATI ECONOMICI

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2019	2018
2018			
194	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	60	100
146	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	44	80
(58)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(29)	(29)
88	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	16	51
7	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	1
75%	EBITDA margin%	74%	80%
1.740	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	593	1.001

(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 primo semestre 2019 i ricavi, pari a 60 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 37 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 23 milioni oltre a ricavi da MSD per circa 1 milione.

I costi sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, di operation & maintenance, canoni assicurativi e costi per servizi.

Il margine operativo lordo del primo semestre 2019 è risultato pari a 44 milioni (80 milioni nel primo semestre 2018), in diminuzione di 36 milioni, principalmente a causa della ridotta idraulicità, significativamente inferiore alla media storica e al valore particolarmente elevato registrato nel primo semestre 2018.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel primo semestre 2019 pari rispettivamente a 593 GWh, hanno 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 minori, pari complessivamente a circa 105 Euro/MWh superiore ai 99 Euro/MWh nel primo semestre 2018, sia a seguito dello scenario prezzi che di una maggiore modulazione dell'impianto. Si ricorda che i prezzi medi di vendita riflettono sia il prezzo di cessione dell'energia elettrica 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 2018 di 99 Euro/MWh e pari a circa 92 Euro/MWh.

L'EBITDA margin del primo semestre 2019 è risultato complessivamente pari al 74%, in diminuzione rispetto all'80% del primo semestre 2018.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 26% (44% nel primo semestre 2018), ha risentito della ridotta idraulicità riscontrata.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 529, 528 e 134 metri s.l.m., in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 (rispettivamente 522, 518 e 124 metri s.l.m.).

Investimenti

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

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

- **Delibera ARERA n. 103/2019/R/eel - Ulteriori disposizioni in materia di revisione zonale**

Si rimanda a quanto commentato nel capitolo Eolico

TERMOELETTRICO

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	
		2019	2018
2018			
405	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	205	187
53	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	34	30
(31)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(14)	(15)
22	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	20	14
8	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	4	2
13%	EBITDA MARGIN %	17%	16%
2.151	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.216	1.054

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

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2018 della normativa sulle Reti interne di utenza (RIU), 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 RIU viene acquistata sul mercato all'ingrosso al Prezzo Unico Nazionale.

Nel corso **del primo semestre 2019** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.216 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (1.054 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO₂. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 493 migliaia di tonnellate, in forte incremento rispetto alle 344 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018.

Il margine operativo lordo adjusted **del primo semestre 2019** è risultato pari a 34 milioni (30 milioni nell'analogo periodo del 2018), con risultati in incremento a seguito del miglioramento dello spark spread, delle maggiori vendite ai clienti del Sito di Priolo e della performance degli impianti.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2019 (4 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

• **Unità essenziali ex D.L. 91/2014**

In data 25 maggio 2016 era stata pubblicata sul sito di TERNA la notizia che ha decretato dalle ore 0:00 del 28 maggio 2016 l'entrata in esercizio del collegamento Sorgente - Rizziconi e degli interventi ancillari definiti dalla delibera 521/2014. Tale comunicazione ha sancito la fine del regime di essenzialità previsto dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 delle unità di produzione di energia elettrica ubicate in Sicilia, così come regolate dalla citata Delibera 521/14.

L'ARERA ha poi confermato tale circostanza con Delibera 274/2016/R/eel.

L'impianto CCGT di ERG Power Generation è stato soggetto alla disciplina degli impianti essenziali prevista dal DL 91/2014 fino al 27 maggio 2016.

Con riferimento alla richiesta di reintegrazione dei costi relativa al periodo 1° gennaio 2016 – 27 maggio 2016, l'ARERA ha previsto con la Delibera 841 del 5 dicembre 2017 il riconoscimento di un acconto straordinario. Successivamente, con Delibera n. 48 del 12 febbraio 2019, l'ARERA ha effettuato la quantificazione del valore di conguaglio, pari a 4,7 milioni, relativo alla reintegrazione dei costi del 2016, il valore determinato è risultato leggermente superiore a quanto già contabilizzato. Il pagamento del conguaglio è stato finalizzato a favore della società ERG Power Generation S.p.A. in data 28 febbraio 2019.

• **Disciplina del sistema di remunerazione della Capacità Produttiva (Capacity Market)**

In data 27 giugno 2019, ARERA ha emesso il Parere favorevole sullo schema di decreto del Ministero dello Sviluppo Economico finalizzato all'approvazione del meccanismo di remunerazione della capacità (CM).

Il giorno successivo, il Ministero dello Sviluppo Economico ha firmato il Decreto 28 giugno 2019, di approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica. Il Decreto prevede procedure concorsuali da tenersi entro il 2019 e riferite agli anni di consegna 2022 e 2023.

Ulteriori provvedimenti tecnici sono attesi da parte di ARERA e Terna per l'effettiva implementazione delle aste.

La Disciplina prevede che il CM sia organizzato secondo una procedura di Asta "Madre" e Aste di aggiustamento finalizzate ad affinare gli obiettivi di adeguatezza all'approssimarsi del periodo di consegna e permettere la rinegoziazione delle posizioni assunte dai partecipanti al mercato. Sarà pure avviato un "Mercato Secondario" basato su negoziazioni continue con cadenza mensile, finalizzato alla rinegoziazione delle posizioni assunte dai partecipanti al mercato.

Relativamente agli impianti che usufruiscono di incentivi in conto energia erogati dal GSE, questi non saranno cumulabili con la remunerazione derivante dal CM. La rinuncia agli incentivi riguarda tutta la durata del periodo di consegna oggetto delle procedure concorsuali.

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).
- Dal 2018 a giugno 2020 **le cooperative** possono partecipare alle aste solo se in possesso del titolo autorizzativo come gli altri produttori eolici.

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.
Dal 1° gennaio 2019, per gli impianti esistenti di capacità superiore a 4 MW, il sistema di incentivazione è passato da una struttura FIT ad una FIP. L'incentivo è calcolato come differenza tra il valore della tariffa FIT, come precedentemente riconosciuta, ed un Reference Price calcolato su una stima del prezzo futuro dell'energia elettrica aggiustato sul profilo eolico. Da maggio 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW dovranno passare alla FIP entro il 1° ottobre 2019.

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%.
- **Dal 2018 è stato reintrodotta un sistema di asta multitecnologica** eolico - fotovoltaico. I contingenti d'asta sono annualmente definiti dal Governo.

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 (avviene a rate costanti nel corso degli anni 2018-2025);
 - b) il periodo di validità dei CV è previsto fino 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 è determinata in funzione di un prestabilito volume fisso di CV sul mercato e di una spesa media massima sul consumatore finale;

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;
- Il Conto Energia è stato introdotto in Italia con i Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 (1° Conto Energia) che hanno previsto un sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.
- Con il D.M. 19/02/2007 (2° Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.
- Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. Con la Legge n. 129/2010 (cosiddetta "legge salva Alcoa") sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del 2° Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.
- Il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e introdotto un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di Euro.
- Il D.M. 05/07/2012 (5° Conto Energia) ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. 05/05/2011 e fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di Euro. Le disposizioni di incentivazione del Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di Euro.
- Le disposizioni contenute nel DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") 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

GENERALE

Unione Europea

- **Elezioni Europee 2019**

Il 25 maggio 2019 si sono tenute le elezioni per il rinnovo del parlamento europeo.

La tornata elettorale, con una media di votanti superiore al 50% degli aventi diritto, ha segnato un'inversione di tendenza rispetto al trend di declino nella partecipazione che si era registrato sin dal 1979.

Gli esiti del voto sono riassumibili con una sconfitta per i social-democratici (S&D) e popolari (EPP), che perdono così la maggioranza dei seggi del Parlamento di cui hanno goduto per alcuni lustri, e una prestazione dei partiti sovranisti inferiore alle attese. Si è pertanto consolidata una maggioranza di forze a favore dell'Unione Europea grazie alla crescita dei gruppi dei parlamentari liberali (ALDE), supportati dai deputati francesi che fanno capo al Presidente Macron (REN) e dei verdi (Green). In particolare, ALDE e Green, entrambi con forte focus sull'ambiente, sarebbero considerati i principali vincitori delle elezioni.

- **Nuovi provvedimenti del pacchetto Clean Energy for all Europeans**

Il 21 dicembre 2018 sono stati pubblicati sulla G.U.E. tre provvedimenti previsti dal "Clean Energy Package" della Commissione Europea emesso a fine 2016. Si tratta delle nuove direttive sulle rinnovabili e sull'efficienza energetica nonché del regolamento sulla Governance. I provvedimenti sono stati approvati dal Parlamento Europeo lo scorso 13 novembre e dal Consiglio UE il 4 dicembre 2018.

I restanti quattro provvedimenti, a completamento degli atti previsti dal Clean Energy Package, sono stati pubblicati sulla G.U.E. il successivo 14 giugno 2019. Si tratta della Direttiva sul mercato elettrico, dei Regolamenti sul mercato elettrico e sulla Risk preparedness del sistema elettrico e del Regolamento sull'ACER.

Governance Regulation

Il Regolamento introduce l'obbligo per ogni Stato Membro di redigere il proprio Piano Nazionale per l'Energia e il Clima, contenente la definizione di obiettivi nazionali al 2030 in tema energetico/ambientali, nonché il dettaglio delle tempistiche e delle modalità attuative per il loro conseguimento.

A tale proposito, viene fornita una metodologia unificata per il calcolo dei contributi nazionali, a cui tutti gli Stati Membri si devono attenere per calcolare il proprio contributo.

Gli Stati avranno la facoltà di determinare la suddivisione del target unitario al 2030 tra le varie componenti energetiche (climatizzazione, trasporti, energia elettrica).

Per l'obiettivo di generazione elettrica rinnovabile, gli Stati dovranno indicare i volumi e tempi di implementazione, seguendo una traiettoria pressoché lineare.

La bozza di Piano Nazionale deve essere inviata alla UE entro il 31/12/2018 (Italia ha effettuato l'invio in data 8 gennaio 2019), per poi essere analizzata dalla Commissione ed eventualmente restituita allo Stato mittente per

eventuali affinamenti. La versione definitiva del Piano dovrà essere inviata a Bruxelles entro il 31/12/2019.

Lo scorso 25 febbraio 2019, dopo l'ultimo invio da parte della Spagna, la Commissione Europea ha comunicato la ricezione di tutte le proposte di Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC) inviate dai 28 Stati Membri.

I documenti sono stati valutati dai diversi organi esecutivi della CE; in base al Regolamento, la CE ha inviato delle raccomandazioni ad ogni Stato Membro entro il prossimo 30 giugno 2019. I Paesi UE hanno tempo fino al 31 dicembre 2019 per sottoporre la versione finale dei PNEC che recepisca le raccomandazioni CE e le risultanze del processo di consultazione nazionale.

Regolamento e Direttiva sui Mercati elettrici

Le nuove disposizioni mirano ad incrementare la competitività nel settore elettrico, la flessibilità delle dinamiche di generazione elettrica e consumo, offrendo maggiori diritti ai consumatori e facilitando la loro partecipazione attiva al mercato.

Viene confermata un'impostazione dei mercati elettrici secondo il modello Energy Only, disegnati in modo da agevolare la completa integrazione delle fonti rinnovabili, la promozione della flessibilità lato generazione e il demand-side response,

È previsto il superamento degli interventi di supporto "fuori mercato" come il must-run e il dispacciamento prioritario.

Resta la possibilità di avviare un mercato della capacità di produzione di elettricità per sopperire a temporanee criticità del mercato dell'energia, con nuove regole da applicare dopo il 2020. Per i partecipanti sarà prevista l'introduzione di Emission Performance Standards (EPS) adeguati a scoraggiare il supporto agli impianti a più alta emissione di gas-serra.

Saranno pure create le condizioni di mercato per lo sviluppo dello storage (elettrochimico, pompaggi, idrogeno) e della mobilità elettrica.

• Aggiornamento dell'European Market Infrastructure Regulation (EMIR)

Il Regolamento 834/2019, cosiddetto Refit EMIR (Regulatory Fitness and Performance Programme), pubblicato in Gazzetta Ufficiale europea il 20 maggio u.s., è entrato in vigore il 17 giugno u.s., modifica il Regolamento EMIR sugli strumenti derivati OTC (over the counter).

Le modifiche interessano l'obbligo di compensazione per le controparti finanziarie (CF) e non finanziarie (NFC), le modalità di segnalazione dei derivati OTC da parte delle controparti finanziarie in caso di superamento delle soglie di compensazione, le modalità con cui le controparti dovrebbero segnalare la novazione dei derivati, la precisazione che nell'obbligo di compensazione sono compresi tutti i tipi di novazione di contratti derivati.

• Lettere di costituzione in mora a Stati Membri per il settore idroelettrico

Lo scorso 7 marzo, nel contesto della procedura di infrazione n. 2011/2026 sul rinnovo delle Concessioni idroelettriche, la Commissione Europea ha notificato al Governo italiano una nuova lettera di Costituzione in mora

complementare che fa seguito all'analoga lettera del settembre 2013.

In parallelo, sono stati inviati provvedimenti di contestazione sul tema della mancata messa a gara delle concessioni idro ad Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia.

Con la nuova lettera all'Italia, la CE ripropone le censure alla disciplina italiana già rappresentate in passato e non del tutto risolte (secondo la Commissione) con la recente normativa in materia (legge 12/2019).

Le contestazioni riguardano in particolare la violazione della Direttiva sui Servizi (2006/123/CE) e del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) poiché a parere della CE non sono ancora state indette gare trasparenti e imparziali a livello UE per il rinnovo delle concessioni idroelettriche italiane scadute o in scadenza e sarebbero imposti indennizzi a favore del concessionario uscente penalizzanti per quello entrante.

Italia

• **Decreto Legge «Crescita» e successiva legge di conversione**

Il 30 aprile è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto-Legge 30 aprile 2019, n. 34 recante "Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi" (c.d. Decreto Crescita).

Fra le disposizioni di maggiore interesse vi è la ridefinizione degli obblighi informativi riguardanti le erogazioni pubbliche. In particolare, a partire dall'esercizio finanziario 2018, i soggetti che percepiscono sussidi, sovvenzioni e contributi in genere sono tenuti a pubblicare nelle note integrative del bilancio di esercizio e dell'eventuale Bilancio Consolidato gli importi percepiti.

A partire dal 1° gennaio 2020, l'inosservanza degli obblighi informativi comporta una sanzione pari all'1 % degli importi ricevuti con un importo minimo di 2.000 Euro, oltre all'adempimento agli obblighi di pubblicazione. Decorsi 90 giorni dalla contestazione senza ravvedimento, l'operatore è obbligato alla restituzione integrale del beneficio.

Tra le altre misure sono incluse la maggiorazione dell'ammortamento per l'acquisto di beni strumentali, la maggiore deducibilità dell'IMU per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2018 e gli interventi per favorire l'offerta di TEE sul mercato.

• **Legge Europea 2018**

Il 11 maggio è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge n. 37 del 2019 recante "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea", cosiddetta Legge Europea 2018.

Il provvedimento, in vigore dal 26 maggio, dispone tra l'altro l'attuazione del regolamento UE n. 1031/2010 su alcuni dettagli sulla vendita all'asta delle quote CO₂, delle norme europee sul recupero dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), nonché l'abrogazione dell'estensione del periodo di incentivazione per gli impianti a biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili.

• **ARERA - Quadro Strategico 2019-2021**

Lo scorso 19 giugno l'ARERA ha pubblicato la Delibera 249/2019/A con cui adotta il proprio Quadro Strategico 2019-2021.

Il Quadro Strategico riporta gli obiettivi strategici nello scenario attuale e di medio termine, nonché le principali linee di intervento, con relativa tempificazione.

Per le infrastrutture, particolare attenzione sarà posta alle nuove tecnologie sviluppate a mercato (accumuli elettrochimici lato elettrico, power-to-gas, idrogeno e gas rinnovabili lato gas) per garantire che gli operatori di rete continuino a svolgere la propria funzione di «neutral market facilitator».

Vengono confermati il Capacity Market e il progressivo sviluppo del MSD con un'apertura a tutte le risorse e tecnologie disponibili.

L'evoluzione degli strumenti di rilevazione (smart meter) e gestione delle misure (SII) con la conseguente disponibilità dei dati, consentiranno il superamento degli attuali sistemi di profilazione e costituiranno i principali elementi di supporto allo sviluppo del «consumatore consapevole».

Per lo sviluppo di mercati elettrico e gas più efficienti e integrati a livello europeo, prevede di rivalutare l'attività di Terna e dei distributori di energia elettrica, nel contesto di una progressiva diffusione delle risorse distribuite di produzione e accumulo unita ad una gestione sempre più attiva delle reti.

Saranno implementate modalità innovative per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento tenendo conto dei risultati dei progetti pilota, adeguando la disciplina del capacity market a seguito dell'entrata in vigore delle norme UE contenute nel Clean Energy Package. Con il medesimo riferimento, occorrerà rivedere la regolazione relativa ai sistemi chiusi di produzione e consumo.

Nel triennio, l'Autorità si prefigge pure di adeguare gli strumenti contrattuali e di tutela del consumatore/prosumer dei mercati retail, al fine di tenere conto delle nuove opportunità per la partecipazione al mercato create dalle nuove tecnologie e dalla diffusione della digitalizzazione.

Regno Unito

• **Brexit**

Il 13 novembre 2018 UK e UE hanno raggiunto un accordo provvisorio sul testo dell'accordo per l'uscita del UK dall'UE (Withdrawal Agreement). Il testo dell'accordo, approvato dal Consiglio di Ministri inglese e dal Consiglio Europeo a novembre, è stato rigettato dal Parlamento del Regno Unito il 15 gennaio 2019 con 432 voti contrari contro 202 voti favorevoli.

Il 29 gennaio 2019 è stato approvato dal Parlamento inglese un emendamento che dava mandato al Governo di cercare disposizioni alternative sull'accordo. L'incapacità di trovare un accordo accettabile per il Parlamento inglese ha comportato l'ulteriore proroga della data di uscita al 31 ottobre 2019 e le dimissioni del Primo Ministro, Theresa May. Al suo posto il 24 luglio i membri del Conservative Party hanno eletto come nuovo segretario - e di conseguenza Primo Ministro - Boris Johnson, politico tra i più convinti sostenitori della Brexit.

• **Carbon tax in sostituzione dell'ETS in caso di un Hard Brexit**

Il 29 ottobre, in occasione della presentazione del Bilancio del Regno Unito del 2018, è stato annunciato che le installazioni che attualmente partecipano all'ETS dell'UE pagheranno una tassa sulla CO₂ di 16 sterline (18,11 Euro) a

tonnellata in caso di Hard Brexit. La tassa si applicherà dal 1° aprile 2019, il che significa che il Carbon Price Support sarà l'unico onere sulle emissioni di CO₂ in Gran Bretagna tra gennaio e marzo del 2019. La tassa non si applicherà agli impianti di produzione siti in Irlanda del Nord.

Francia

• Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE)

La nuova versione della PPE è stata emessa in bozza a gennaio 2019. Il documento presentato prevede che entro il 2030 la capacità installata della generazione elettrica da fonte eolica onshore venga triplicata e la capacità PV quintuplicata, mentre per l'offshore prevede la costruzione del Parco Saint-Nazaire e 4 aste per nuovi progetti. Gli obiettivi specifici per l'eolico onshore indicano:

- per il 2023, 24,6 GW;
- per il 2028, da 34,1 a 35,6 GW;
- misure per incoraggiare il rilancio dell'operatività dei parchi eolici a fine vita, installando macchine di ultima generazione e quindi più efficienti.

È inoltre prevista l'implementazione entro il 2023 di una disposizione che obbliga a riciclare i materiali utilizzati nelle turbine eoliche smantellate.

Riguardo all'energia nucleare, la PPE prevede la chiusura di reattori per una potenza pari a 14,9 GW entro il 2035 inclusi due reattori entro l'estate 2020, la chiusura di 4-6 reattori dal 2025 al 2030 e 6-8 reattori tra il 2030 ed il 2035. La PPE dovrebbe essere finalizzata entro la fine del 2019, a valle della procedura di consultazione e dell'approvazione della Loi Énergie Climat, attualmente in discussione al Senato, che prevede tra l'altro la diminuzione al 50% entro il 2035 dell'incidenza del nucleare sulla produzione di energia elettrica e l'obiettivo della neutralità carbonica in Francia entro il 2050.

In seguito alle rivelazioni della stampa francese su alcune spese ingiustificate, il Ministro della Transizione ecologica, François de Rugy, ha presentato il 16 luglio le proprie dimissioni. Al suo posto è stata nominata Elisabeth Borne, che ricopre la carica di ministro dei Trasporti.

Germania

• Accordo di coalizione su 8 GW di aste aggiuntive per energia eolica e solare

A fine 2018 la coalizione di governo in Germania ha trovato un accordo sull'incremento dei contingenti ad aste eoliche, solari e tecnologicamente neutre.

Per l'eolico on-shore, l'incremento complessivo è pari a 4 GW; ulteriori 4 GW saranno messi ad asta per il solare fotovoltaico.

Metà dei volumi delle aste technologically neutral, indipendentemente dal fatto che vengano aggiudicati da wind o PV, saranno sottratti dai volumi delle aste "dedicate" alle singole tecnologie dell'anno successivo.

Romania

- **Pubblicazione della Strategia energetica a lungo termine**

Lo scorso 19 settembre Il ministero dell'Energia rumeno ha pubblicato la Strategia energetica a lungo termine nazionale.

Le proposte si concentrano sull'upgrading del parco di generazione elettrica ormai obsoleto del paese, con un ampio ruolo per il gas e il nucleare, ma non prevede nuovi regimi di sostegno per le energie rinnovabili.

Il governo prevede di raggiungere i suoi obiettivi FER per il 2030 pari al 37,6% sui consumi finali lordi con l'aggiunta di due grandi progetti idroelettrici di potenza complessiva pari a 1.810 MW (Tarnita-Lapustesti da 1.000 MW e Turnu Magurele-Nicopole da 810 MW).

PROSPETTI CONTABILI

CONTO ECONOMICO ADJUSTED

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, come già indicato nelle Premesse, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 16 e degli special items.

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

(Milioni di Euro)		1° semestre	
		2019	2018
Ricavi	1	530,4	515,7
Altri proventi	2	6,3	14,1
RICAVI TOTALI		536,8	529,8
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(146,6)	(139,7)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(84,8)	(82,8)
Costi del lavoro		(32,0)	(30,6)
MARGINE OPERATIVO LORDO		273,4	276,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(145,3)	(136,2)
Risultato operativo netto		128,1	140,5
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(32,8)	(37,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	7	0,1	0,0
Risultato prima delle imposte		95,3	102,7
Imposte sul reddito	8	(27,2)	(27,1)
Risultato d'esercizio		68,1	75,6
Risultato di azionisti terzi		(0,6)	(0,1)
Risultato netto di Gruppo		67,5	75,5

1 - Ricavi

I ricavi delle vendite sono costituiti principalmente:

- dalle vendite di energia elettrica prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e 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 2019** sono pari a 530 milioni in aumento rispetto ai 516 milioni del primo semestre 2018.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- l'incremento (+18 milioni) del **settore Eolico** a seguito di maggiori produzioni sia in Italia che all'estero (complessivamente 228 milioni verso 210 milioni);
- l'incremento del **settore Solare** (+19 milioni), a seguito dell'ulteriore crescita nel settore dovuta all'acquisizione di due impianti fotovoltaici di capacità installata pari a 51,4 MW (37 milioni verso 19 milioni);
- il **settore Idroelettrico** in forte diminuzione rispetto al primo semestre 2018 (-40 milioni) a seguito della ridotta idraulicità del periodo rispetto a quella particolarmente elevata dello scorso semestre (60 milioni verso 100 milioni);
- l'incremento (+18 milioni) del **settore Termoelettrico** (205 milioni verso 187 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.

3 - Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas e CO₂, 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.

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 agli impianti solari.

L'incremento è legato principalmente ai maggiori ammortamenti dovuti all'acquisizione di nuovi impianti fotovoltaici ad inizio 2019 ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Francia nel corso del 2019 e nel secondo semestre 2018 in parte compensati dal venire meno degli ammortamenti del parco eolico di Brockaghboy in UK.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del primo semestre 2019 sono stati pari a 33 milioni, in netta diminuzione rispetto al primo semestre 2018.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel 2019 si è attestato al 2,8% rispetto al 3,2% del primo semestre 2018 a seguito disignificative operazioni di refinancing avvenute nel corso del secondo trimestre. La remunerazione della liquidità investita è stata superiore rispetto a quella del 2018 a seguito dell'andamento dei tassi di interesse.

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

Si precisa infine che nel primo semestre 2019 gli oneri finanziari netti adjusted non includono le seguenti componenti straordinarie (special items) legate ad operazioni di liability management:

- oneri (-66 milioni) relativi alla chiusura di project financing e di correlati strumenti derivati IRS.
- oneri finanziari (-2 milioni), legati all'effetto reversal rilevato in applicazione dell'IFRS 9 e relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti;
- oneri finanziari (-2 milioni) relativi al prepayment di un finanziamento Corporate avvenuto nel primo trimestre 2019.

7 - Proventi (oneri) da partecipazioni netti

Si ricorda che nel corso del primo trimestre 2018 il Gruppo aveva 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 erano state considerate special items e pertanto non riflesse nella riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti" del conto economico adjusted del primo trimestre 2018.

8 - Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2019 sono risultati pari a 27 milioni (27 milioni nel primo semestre 2018). Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 29% (26% nel primo semestre 2018). L'incremento del tax rate è principalmente riconducibile all'abrogazione, da parte della Legge di Bilancio 2019, dell'ACE (Aiuto alla Crescita Economica) a decorrere dal 1° gennaio 2019.

SITUAZIONE PATRIMONIALE ADJUSTED

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento.

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

Di seguito è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato adjusted che non include, al 30 giugno 2019, gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a 70 milioni sull'indebitamento finanziario netto con contropartita di pari importo sul Capitale investito netto.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO ADJUSTED

30/06/2018	(Milioni di Euro)		30/06/2019	31/12/2018
3.343,8	Capitale immobilizzato	1	3.472,1	3.273,6
224,1	Capitale circolante operativo netto	2	225,5	179,3
(5,8)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5,6)	(5,8)
322,2	Altre attività	3	333,8	291,7
(608,9)	Altre passività	4	(622,4)	(567,0)
3.275,4	Capitale investito netto		3.403,4	3.171,8
1.807,8	Patrimonio netto di Gruppo		1.722,9	1.828,8
1,2	Patrimonio netto di terzi	5	18,2	0,0
1.466,4	Indebitamento finanziario netto	6	1.662,4	1.343,0
3.275,4	Mezzi propri e debiti finanziari		3.403,4	3.171,8
45%	Leva finanziaria		49%	42%

1 - Capitale immobilizzato

(Milioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2018	930,8	2.288,3	54,5	3.273,6
Investimenti	0,8	25,7	0,0	26,6
Variazioni area di consolidamento	151,3	166,8	0,0	318,1
Disinvestimenti e altre variazioni	(6,2)	5,6	(0,4)	(0,9)
Ammortamenti	(30,7)	(114,6)	0,0	(145,3)
Capitale immobilizzato al 30/06/2019	1.046,1	2.371,8	54,2	3.472,1

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia e di parchi eolici in Francia consolidati integralmente.

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

I valori al 30 giugno 2019 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 70 milioni¹¹.

¹¹ Al netto di quanto già iscritto nelle Altre attività a titolo di anticipi su canoni di locazione.

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.

3 - Altre attività

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

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 è legato principalmente allo stanziamento della passività fiscale differita rilevata nell'ambito dell'esercizio di purchase price allocation relativo alla già commentate business combination.

5 - Patrimonio Netto di terzi

L'incremento delle minorities nel primo trimestre 2019 è legato alla già commentata acquisizione della partecipazione non totalitaria (78,5%) di Perseo S.r.l. (business combination "ERG Solar Montalto").

6 - Indebitamento finanziario netto

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

30/06/2018	(Milioni di Euro)	30/06/2019	31/12/2018
1.844,8	Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.036,1	1.832,2
(378,4)	Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(373,7)	(489,2)
1.466,4	Totale	1.662,4	1.343,0

Emission Bond e operazioni di refinancing

Il 4 aprile 2019 ERG ha completato il collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN). L'emissione ha assunto la forma del Green Bond, destinato a finanziare o rifinanziare progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili, eolica e solare del Gruppo ERG.

L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a oltre 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose aree geografiche, significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, pagano una cedola lorda annua al tasso fisso

dell'1,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,674% del valore nominale.

ERG S.p.A. da dicembre 2018 dispone di un public rating da parte dell'agenzia di rating Fitch Ratings pari a BBB- anche l'emissione ha beneficiato del rating BBB- da parte di Fitch Ratings.

Grazie alla liquidità derivante dall'emissione del bond, dalla sottoscrizione di un finanziamento corporate bilaterale a 5 anni con Commerzbank e dalla liquidità disponibile generata dal Gruppo ERG, nella prima parte del secondo trimestre 2019 il Gruppo ha proceduto al rimborso anticipato dei seguenti finanziamenti:

- finanziamento in capo alla società ERG Wind Investments Ltd. il cui valore residuo nominale al momento del rimborso era pari a 461 milioni¹². Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a 53 milioni;
- finanziamento in capo alla società ERG Power S.r.l. il cui valore residuo nominale al momento del rimborso era pari a 49 milioni. Il finanziamento era coperto da uno strumento derivato IRS il cui fair value a fine periodo era pari a 2 milioni.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG ed il rimborso dei suddetti project financings è inquadrata nella strategia di progressiva evoluzione della struttura finanziaria del Gruppo da Project a Corporate Financing e permette di ri-bilanciare il peso del debito corporate, che diviene prevalente, nei confronti del debito project financing.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2018	(Milioni di Euro)	30/06/2019	31/12/2018
740,7	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	679,2	794,0
(129,9)	Quota corrente finanziamenti bancari	(7,8)	(162,0)
201,5	Debiti finanziari a medio-lungo termine	663,1	204,8
812,2	Totale	1.334,5	836,8
1.222,5	Totale Project Financing	809,0	1.177,6
(153,6)	Quota corrente Project Financing	(107,5)	(146,2)
1.068,9	Project Financing a medio-lungo termine	701,6	1.031,4
(36,4)	Crediti finanziari a lungo termine	0,0	(36,1)
1.844,8	TOTALE	2.036,1	1.832,2

- I **"Debiti verso banche a medio-lungo termine"** al 30 giugno 2019 sono pari a 679 milioni di Euro (794 milioni al 31 dicembre 2018) e si riferiscono a:
 - 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);

¹² Il valore netto contabile era pari a 417 milioni, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 44 milioni di Euro.

- un corporate loan con Mediocredito (61 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite nel mese di gennaio 2018;
- due Environmental, Social e Governance senior loan ("ESG Loans") con BNL (120 milioni) sottoscritto nel quarto trimestre 2018, e con Credit Agricole (120 milioni), sottoscritto nel primo trimestre 2019, con l'obiettivo di supportare l'ingente piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito Corporate, consentendo quindi un importante allungamento della duration del debito e migliorandone nel contempo le condizioni economiche;
- un corporate loan con Commerzbank (60 milioni) sottoscritto nel secondo trimestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

Si precisa che nel primo trimestre 2019 è stato inoltre rimborsato anticipatamente un corporate acquisition loan di 291 milioni di Euro sottoscritto nel 2015 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.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (4 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (4 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

- La **quota corrente mutui e finanziamenti** (8 milioni) si riferisce alla quota di rimborso entro dodici mesi dei sopracitati finanziamenti Corporate.
- I "**Debiti finanziari a medio-lungo termine**", pari a 663 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 49 milioni (88 milioni al 31 dicembre 2018);
 - passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni¹³) effettuato nel 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;
 - passività derivante dal collocamento di un prestito obbligazionario ("Green Bond") di importo pari a 496¹⁴ milioni della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN);
 - passività correlata a componente differita (12 milioni) del corrispettivo di acquisto della società Creag Riabhach Wind Farm Ltd., titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Scozia e del corrispettivo di acquisto del Gruppo Epuron (5 milioni).

¹³ Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

¹⁴ Al netto degli oneri accessori, rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato.

- I debiti per **"Totale Project Financing"** (809 milioni al 30 giugno 2019) sono relativi a:
 - finanziamenti per 298 milioni di Euro relativi alle società acquisite da Soles Montalto nel corso del primo trimestre, alle società acquisite nel 2018 dal gruppo ForVei (Solare) e alla controllata ISAB Energy Solare;
 - finanziamenti per 511 milioni di Euro erogati per la costruzione di parchi eolici.

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 relativo alle operazioni di rifinanziamento eseguite negli anni precedenti, la riduzione del debito complessivo alla data del 30 giugno 2019 risulta essere pari a 9 milioni.

Si ricorda che nel Conto Economico adjusted sono isolati come special items i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere.

Nel corso del primo trimestre 2019 è stata incassata anticipatamente la componente del corrispettivo di cessione di TotalErg ad api S.p.A pari al valore nominale di 36 milioni.

L'**indebitamento finanziario netto a breve** è così costituito:

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE

30/06/2018	(Milioni di Euro)	30/06/2019	31/12/2018
43,9	Finanziamenti bancari a breve termine	110,4	20,1
129,9	Quota corrente finanziamenti bancari	7,8	162,0
4,7	Altri debiti finanziari a breve termine	2,2	3,9
178,5	Passività finanziarie a breve termine	120,3	185,9
(432,1)	Disponibilità liquide	(407,6)	(611,4)
(124,4)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(27,0)	(47,1)
(556,5)	Attività finanziarie a breve termine	(434,7)	(658,5)
153,6	Project Financing a breve termine	107,5	146,2
(153,9)	Disponibilità liquide	(166,9)	(162,8)
(0,3)	Project Financing	(59,4)	(16,6)
(378,4)	TOTALE	(373,7)	(489,2)

La quota corrente dei mutui e finanziamenti è correlato alle scadenze previste dai piani di ammortamento dei finanziamenti Corporate.

Le attività finanziarie a breve termine includono inoltre depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures".

L'importo delle disponibilità liquide è diminuito nel corso del primo semestre 2019 principalmente per le acquisizioni avvenute nel periodo e per il pagamento dei dividendi agli azionisti.

Flussi finanziari

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

(Milioni di Euro)	1° semestre	
	2019	2018
Margine operativo lordo adjusted	273,4	276,7
Variazione capitale circolante	(78,9)	(143,4)
Cash Flow Operativo	194,5	133,3
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(26,6)	(21,4)
Acquisizioni di aziende (business combination)	(280,2)	(425,2)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	(0,9)
Cessione partecipazione TotalErg	-	179,5
Cessione net assets Brockaghboy	-	105,7
Disinvestimenti e altre variazioni	1,0	0,2
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(305,9)	(162,1)
Proventi (oneri) finanziari	(32,8)	(37,8)
Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	(43,5)	-
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	0,0
Cash Flow da gestione finanziaria	(76,3)	(37,8)
Cash Flow da gestione Fiscale	-	-
Distribuzione dividendi	(112,4)	(171,1)
Altri movimenti di patrimonio netto	(19,3)	6,2
Cash Flow da Patrimonio Netto	(131,7)	(164,9)
Variazione area di consolidamento	-	(2,2)
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.343,0	1.232,7
<i>Variazione netta</i>	<i>319,4</i>	<i>233,7</i>
Indebitamento finanziario netto finale	1.662,4	1.466,4

Il **Cash Flow operativo** del **primo semestre 2019** è positivo per 194 milioni, in aumento di 61 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante relative alle modalità di pagamento degli incentivi in un contesto di maggiori produzioni Eoliche in Italia. Si ricorda inoltre che il flusso di cassa del primo semestre 2018 risentiva del pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo semestre 2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW da Soles Montalto GmbH

(220 milioni), di parchi eolici operativi in Francia (52 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni) e di una pipeline in Germania (2 milioni), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (27 milioni).

Il **cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. La gestione finanziaria include anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investments Ltd.

Il **cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.662 milioni**, in aumento (319 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (307 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare e nell'eolico in Francia, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (44 milioni), l'incremento del fair value dei derivati di copertura, in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (194 milioni).

Consolidamento solare

In data 12 febbraio 2019 ERG ha perfezionato l'accordo con Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM - asset manager europeo nel settore rinnovabile -, per rilevare il 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici ubicati a con capacità installata complessiva di 51,4 MW. L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 220 milioni di Euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 97 milioni di Euro ed alla posizione finanziaria netta della Target stimata al 31.12.2018 pari a 124 milioni di Euro. In occasione del presente Resoconto si è proceduto ad effettuare un esercizio di purchase price allocation provvisoria 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.

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. La valutazione è stata effettuata sul 100% delle attività identificabili: i maggior valori individuati sono stati attribuiti per la relativa quota alle minoranze.

La differenza tra il corrispettivo complessivo dell'operazione e il fair value delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad Avviamento (29 milioni).

L'impatto dell'operazione sull'indebitamento finanziario netto di Gruppo è pari a 220 milioni e si riferisce al corrispettivo di acquisizione (96 milioni) e alla posizione finanziaria netta delle società acquisite.

Di seguito si riportano gli impatti relativi al Consolidamento Solare:

(Milioni di Euro)	Consolidamento solare
Capitale immobilizzato	257,4
Capitale circolante operativo netto	5,0
Fondi per benefici ai dipendenti	-
Altre attività	5,6
Altre passività	(30,2)
Capitale investito netto	237,9
Patrimonio netto di Gruppo	-
Patrimonio netto di terzi	18,3
Indebitamento finanziario netto	219,6
Mezzi propri e debiti finanziari	237,9

IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019 il Gruppo applica il Principio IFRS 16.

Il nuovo principio 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.

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.

Il Gruppo ha applicato l'IFRS 16 dalla data di prima applicazione (ossia il 1° gennaio 2019) utilizzando il metodo retroattivo modificato. Pertanto, l'effetto cumulativo dell'adozione dell'IFRS 16 è stato rilevato a rettifica del saldo di apertura al 1° gennaio 2019, senza rideterminare le informazioni comparative.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing operativi e maggiori asset per Diritto di utilizzo

("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo Principio ha modificato la natura e la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 3,9 milioni nel primo semestre 2019;
- l'incremento (70 milioni al 30 giugno 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (3,1 milioni) e maggiori oneri finanziari (1,6 milioni) legati all'applicazione del metodo patrimoniale di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto.

In considerazione di quanto sopra, al fine di rappresentare la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel Conto Economico adjusted, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi ed in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi.

Coerentemente anche l'indebitamento finanziario netto adjusted ed il capitale investito netto adjusted sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Per una riconciliazione degli importi sopra indicati, si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione "Indicatori alternativi di performance".

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:

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della performance operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;

- 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) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, 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 ;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati. Fino al 31 dicembre 2018 l'indicatore comprendeva inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg;
- L'**Indebitamento finanziario netto adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.
- 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 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 rilevate sugli asset a esito degli impairment test;
 - i proventi ed i relativi reversal rilevati 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 2018		Note	1° semestre	
			2019	2018
479,6	Margine operativo lordo Attività continue		264,9	273,4
3,3	<i>Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	1	0,0	3,3
482,9	Margine operativo lordo		264,9	276,7
	Esclusione Special Items ed impatto IFRS 16:			
	Corporate			
2,7	- <i>Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)</i>	2	6,4	-
-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16</i>	3	(0,4)	-
	- <i>Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale</i>	4	6,0	-
5,1	- <i>Storno oneri ERG80</i>	5	-	-
	Termoelettrico			
-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16</i>	3	(0,4)	-
	Idroelettrico			
-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16</i>	3	(0,1)	-
	Solare			
-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16</i>	3	(0,2)	-
	Eolico			
-	- <i>Rettifica impatto IFRS 16</i>	3	(2,8)	-
490,6	Margine operativo lordo adjusted		273,4	276,7

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2018		Note	1° semestre	
			2019	2018
(274,1)	Ammortamenti attività continue		(148,4)	(135,5)
(0,7)	<i>Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)</i>	1	-	(0,7)
(274,8)	Ammortamenti e svalutazioni		(148,4)	(136,2)
	<i>Esclusione Special items</i>			
0,0	- <i>Rettifica impatto IFRS 16</i>	3	3,1	-
(274,8)	Ammortamenti adjusted		(145,3)	(136,2)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2018		Note	1° semestre 2019	2018
132,6	Risultato netto di Gruppo		1,9	105,1
	Esclusione Special items ed impatto IFRS 16			
0,0	Esclusione impatto IFRS 16	3	0,6	-
0,0	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale		4,5	
0,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate	6	2,0	-
0,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind	6	49,4	
0,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power	6	1,5	
2,2	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie		6,0	-
4,4	Esclusione Oneri ERG80		0,0	-
(26,2)	Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK		0,0	(26,2)
(6,0)	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9	7	1,6	(3,4)
107,0	Risultato netto di Gruppo adjusted		67,5	75,5

1. I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati assoggettati a quanto richiesto dall'IFRS 5.

Nella presente Relazione, per agevolare la comprensione dei dati comparativi, 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 sulla gestione del Bilancio 2018.

2. Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente.
3. Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
4. Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo.
5. Oneri correlati alla celebrazione degli 80 anni del Gruppo ERG avvenuta nel quarto trimestre 2018.
6. Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management. Si evidenziano in particolare gli oneri rilevati in conseguenza della chiusura del project financing ERG Wind Investment e legati al reversal (43 milioni¹⁵) della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento IRS (23 milioni, al netto del reversal della riserva di primo consolidamento)
7. 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 primo trimestre 2019 di un onere finanziario netto per circa 1 milione. 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, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli 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.

¹⁵ Al lordo dell'effetto fiscale.

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

CONTO ECONOMICO 1° SEMESTRE 2019

(Milioni di Euro)	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	530,4	-	-	-	530,4
Altri proventi	6,3	-	-	-	6,3
Ricavi totali	536,8	-	-	-	536,8
Costi per acquisti	(147,7)	-	-	-	(147,7)
Variazioni delle rimanenze	1,2	-	-	-	1,2
Costi per servizi e altri costi operativi	(91,2)	(3,9)	-	10,3	(84,8)
Costi del lavoro	(34,1)	-	-	2,1	(32,0)
Margine operativo lordo	264,9	(3,9)	-	12,4	273,4
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(148,4)	3,1	-	-	(145,3)
Risultato operativo	116,5	(0,8)	-	12,4	128,1
Proventi (oneri) finanziari netti	(105,2)	1,6	2,1	68,7	(32,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,3)	-	-	0,3	0,1
Risultato prima delle imposte	11,1	0,8	2,1	81,4	95,3
Imposte sul reddito	(8,5)	(0,2)	(0,5)	(18,0)	(27,2)
Risultato netto attività continue	2,5	0,6	1,6	63,4	68,1
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	2,5	0,6	1,6	63,4	68,1
Risultato di azionisti terzi	(0,6)	-	-	-	(0,6)
Risultato netto di competenza del Gruppo	1,9	0,6	1,6	63,4	67,5

CONTO ECONOMICO 1° SEMESTRE 2018

(Milioni di Euro)	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
Ricavi totali	525,9	3,8	-	529,8
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)
Margine operativo lordo	273,4	3,3	-	276,7
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(135,5)	(0,7)	-	(136,2)
Risultato operativo	137,9	2,6	-	140,5
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
Risultato prima delle imposte	105,0	28,7	(30,9)	102,7
Imposte sul reddito	(28,2)	(0,2)	1,3	(27,1)
Risultato netto attività continue	76,8	28,4	(29,6)	75,6
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	0,0
Risultato netto di periodo	105,2	-	(29,6)	75,6
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
Risultato netto di competenza del Gruppo	105,1	-	(29,6)	75,5

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 GIUGNO 2019

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.046,1	–	1.046,1
Immobilizzazioni materiali	2.445,0	(73,1)	2.371,8
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,2	–	54,2
Capitale immobilizzato	3.545,2	(73,1)	3.472,1
Rimanenze	22,4	–	22,4
Crediti commerciali	278,7	–	278,7
Debiti commerciali	(74,0)	–	(74,0)
Debiti verso erario per accise	(1,6)	–	(1,6)
Capitale circolante operativo netto	225,5	–	225,5
Trattamento di fine rapporto	(5,6)	–	(5,6)
Altre attività	330,4	3,4	333,8
Altre passività	(622,4)	–	(622,4)
Capitale investito netto	3.473,1	(69,7)	3.403,4
Patrimonio netto Gruppo	1.722,4	0,6	1.722,9
Patrimonio netto di terzi	18,2	–	18,2
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.101,9	(65,9)	2.036,1
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(369,3)	(4,4)	(373,7)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.473,1	(69,7)	3.403,4

(Milioni di Euro)	REPORTED						ADJUSTED				
	Schema di Bilancio	Capitale immobilizzato	Capitale circolante operativo netto	Trattamento di fine rapporto	Altre attività	Altre passività	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto	Rettifica IFRS 16	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Attività immateriali	868,4	868,4					868,4			868,4	
Avviamento	177,6	177,6					177,6			177,6	
Immobili, impianti e macchinari	2.371,9	2.371,9					2.371,9	-		2.371,9	
Diritto di utilizzo beni in leasing	73,1	73,1					73,1	(73,1)		0,0	
Partecipazioni	13,7	13,7					13,7			13,7	
Altre attività finanziarie non correnti	40,4	40,4					40,4			40,4	
Attività per imposte differite	142,8				142,8		142,8			142,8	
Altre attività non correnti	42,2				42,2		42,2			42,2	
Attività non correnti	3.730,2										
Rimanenze	22,4		22,4				22,4			22,4	
Crediti commerciali	278,7		278,7				278,7			278,7	
Altri crediti e attività correnti	145,3				145,3		145,3	3,4		148,8	
Attività finanziarie correnti	31,6							(31,6)		(31,6)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	574,5							(574,5)		(574,5)	
Attività correnti	1.052,5										
Attività operative cessate	-										
TOTALE ATTIVITÀ	4.782,8										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.722,4							0,6			
Partecipazioni di terzi	18,2										
Patrimonio Netto	1.740,5										
Fondi per benefici ai dipendenti	5,6			(5,6)			(5,6)			(5,6)	
Passività per imposte differite	310,4					(310,4)	(310,4)			(310,4)	
Altri fondi non correnti	151,5					(151,5)	(151,5)			(151,5)	
Passività finanziarie non correnti	2.036,1							2.036,1		2.036,1	
Passività per beni in leasing (lungo termine)	65,9							65,9	(65,9)	-	
Altre passività non correnti	34,7					(34,7)	(34,7)			(34,7)	
Passività non correnti	2.604,1										
Altri fondi correnti	42,7					(42,7)	(42,7)			(42,7)	
Debiti commerciali	74,0		(74,0)				(74,0)			(74,0)	
Passività finanziarie correnti	232,4							232,4		232,4	
Passività per beni in leasing (breve termine)	4,4							4,4	(4,2)	0,2	
Altre passività correnti	84,7		(1,6)			(83,1)	(84,7)			(84,7)	
Passività correnti	438,1										
Passività operative cessate	-										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.782,8										
Stato patrimoniale riclassificato		3.545,2	225,5	(5,6)	330,4	(622,4)	3.473,1	1.732,6		3.403,5	1.662,4

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

In data 2 agosto, il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha nominato Paolo Luigi Merli Direttore Generale con la qualifica di "Corporate General Manager & CFO" al quale faranno capo le attività di Investor Relations, Mergers & Acquisitions, Group Administration, Finance, Planning, Control & Reporting, Group Risk Management & Corporate Finance, Procurement e Human Capital & ICT. Paolo Luigi Merli mantiene altresì la carica di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2019:

Eolico

Per l'eolico in Italia, nonostante si prevedano maggiori produzioni rispetto al 2018, l'attesa di minori prezzi sui mercati dell'energia elettrica nella seconda parte dell'anno, associata con il minor ricavo unitario dell'incentivo e maggiori costi di produzione per alcune attività di manutenzione, portano a prevedere un risultato leggermente inferiore all'anno precedente.

Per quanto riguarda l'Estero, sono attesi risultati in crescita rispetto al 2018, principalmente a seguito di:

- migliori performance degli asset esistenti, sia in termini di volume che per i maggiori prezzi dell'energia elettrica;
- maggiore potenza installata in Francia di circa 90 MW pienamente operativi per l'intero anno 2019;
- maggiore capacità installata in Germania di 22 MW;
- parzialmente compensati dalla minore presenza nel Nord Irlanda a seguito della cessione di un parco eolico di 28 MW avvenuta nel marzo 2018.

In generale il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso in crescita rispetto all'anno precedente grazie all'incremento di capacità e produzioni all'estero che più che compensano la lieve diminuzione dei risultati attesi in Italia.

Solare

I risultati attesi per il 2019 sono significativamente superiori rispetto al 2018, grazie alla buona performance degli impianti esistenti ed al contributo di quelli nuovi acquisiti a gennaio di quest'anno.

Si stima per l'intero esercizio 2019 un Margine Operativo Lordo più che raddoppiato rispetto ai 32 milioni di Euro del 2018.

Idroelettrico

Per tale asset si prevedono risultati in significativa diminuzione rispetto a quelli del 2018, a causa di una marcata minore idraulicità rispetto ai valori eccezionalmente alti registrati nell'anno precedente. Inoltre ciò influirà negativamente anche sulla possibilità di modulare gli impianti e di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento come nel 2018.

Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in forte diminuzione rispetto ai valori eccezionalmente elevati dello scorso anno.

Termoelettrico

Sono previsti risultati in aumento rispetto al 2018 grazie ai prezzi molto bassi del gas naturale ed ai maggiori prezzi dell'energia elettrica in Sicilia, tali da più che compensare la crescita dei costi della CO2, con conseguenti Clean Spark Spread più elevati. Contribuiranno a tali migliori risultati anche il controllo dei costi e la maggiore produzione di Certificati Bianchi (TEE).

In sintesi, per l'esercizio 2019 a livello consolidato, si stima un margine operativo lordo superiore rispetto al 2018 (491 milioni), nell'intervallo compreso tra 495 e 505 milioni di Euro, rispetto a quello precedentemente indicato tra 495 e 515 milioni di Euro. Si stima tale crescita malgrado un perimetro incentivato in diminuzione nell'Eolico in Italia e il minor prezzo dell'incentivo unitario sia per l'Eolico che per l'Idroelettrico, e nonostante una previsione di forte calo dei risultati dell'Idroelettrico rispetto quelli straordinari del precedente esercizio. Tali effetti vengono infatti più che compensati dai migliori risultati attesi da tutti gli altri assets di generazione e dall'attività di energy management.

Gli investimenti per il 2019, confermati rispetto alla precedente indicazione, sono attesi nel range compreso tra 340 e 370 milioni di Euro, in riduzione rispetto al 2018 durante il quale erano stati anticipati alcuni investimenti in precedenza previsti per l'anno corrente.

La generazione di cassa operativa consentirà di contenere il previsto incremento dell'indebitamento netto dai 1,34 miliardi nel 2018 ad un ammontare compreso tra 1,39 e 1,47 miliardi di fine 2019, compensando parzialmente gli investimenti del periodo, la distribuzione del dividendo ordinario di 0,75€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari. L'intervallo precedentemente indicato compreso fra 1,36 e 1,44 miliardi di Euro è stato incrementato per tenere conto del maggior valore del fair value degli strumenti di copertura dei tassi d'interesse, a seguito di una maggiore riduzione prospettica dei tassi nel mercato.

Genova, 2 agosto 2019

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone





BILANCIO CONSOLIDATO
SEMESTRALE ABBREVIATO
al 30 giugno 2019

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA⁽¹⁾⁽²⁾

(Migliaia di Euro)	Note	30/06/2019	31/12/2018
ATTIVITÀ			
Attività immateriali	1	868.424	782.511
Avviamento	2	177.631	148.269
Immobili, impianti e macchinari	3	2.371.852	2.288.316
Attività per diritti di utilizzo ⁽²⁾		73.120	-
Partecipazioni:	4	13.736	14.000
- valutate con il metodo del patrimonio netto	4	12.976	12.918
- altre partecipazioni	4	767	1.080
Altre attività finanziarie non correnti	17	40.426	76.604
Attività per imposte differite	6	142.795	128.028
Altre attività non correnti	7	42.247	42.890
Attività non correnti		3.730.231	3.480.619
Rimanenze	8	22.412	21.623
Crediti commerciali	9	278.722	251.001
Altri crediti e attività correnti	10	145.332	120.785
Attività finanziarie correnti	17	31.582	49.690
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	17	574.477	774.193
Attività correnti		1.052.525	1.217.292
Attività operative cessate		-	-
TOTALE ATTIVITÀ		4.782.756	4.697.911
PATRIMONIO NETTO			
- Capitale Sociale	11	15.032	15.032
- Altre Riserve	11	1.047.220	915.746
- Utili/(Perdite) a nuovo	11	658.174	765.426
- Utile dell'esercizio	11	1.929	132.628
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	11	1.722.356	1.828.832
Partecipazioni di terzi	12	18.165	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.740.521	1.828.832
PASSIVITÀ			
Benefici ai dipendenti	13	5.554	5.820
Passività per imposte differite	6	310.415	288.637
Altri fondi non correnti	14, 20	151.519	143.894
Passività finanziarie non correnti	17	2.036.055	1.868.211
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing ⁽²⁾		65.878	
Altre passività non correnti	15	34.703	34.417
Passività non correnti		2.604.124	2.340.979
Altri fondi correnti	14, 20	42.700	45.580
Debiti commerciali	16	73.996	92.294
Passività finanziarie correnti	17	232.354	334.726
Passività finanziarie correnti per beni in leasing ⁽²⁾		4.383	
Altre passività correnti	18	84.678	55.501
Passività correnti		438.111	528.100
Passività operative cessate		-	-
TOTALE PASSIVITÀ		3.042.235	2.869.079
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		4.782.756	4.697.911

(1) Le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

(2) il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 per la prima volta in data 1° gennaio 2019 avvalendosi della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo IFRS 16 - Leasing

CONTO ECONOMICO⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2019	1° semestre 2018
Ricavi	21	530.438	512.767
Altri proventi	22	6.333	13.171
Costi per acquisti	23	(146.565)	(139.653)
Costi per servizi e altri costi operativi	24	(91.168)	(82.251)
Costi del lavoro	25	(34.101)	(30.611)
MARGINE OPERATIVO LORDO		264.936	273.423
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	26	(148.413)	(135.507)
RISULTATO OPERATIVO NETTO		116.523	137.916
Oneri finanziari	27	(144.648)	(50.116)
Proventi finanziari	27	39.465	17.130
Proventi (oneri) finanziari netti	27	(105.184)	(32.987)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	28	58	60
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	28	(318)	(30)
Proventi (oneri) da partecipazioni	28	(260)	30
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		11.079	104.959
Imposte sul reddito	29	(8.540)	(28.170)
RISULTATO NETTO ATTIVITÀ CONTINUE		2.539	76.789
Risultato netto attività operative cessate	30	-	28.432
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		2.539	105.221
Risultato di azionisti terzi		(610)	(118)
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		1.929	105.102

(1) le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

(2) il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 per la prima volta in data 1° gennaio 2019 avvalendosi della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement dei periodi precedenti posti a confronto. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo IFRS 16 - Leasing

(3) nel Conto Economico del 1° semestre 2018 i risultati della società Brockaghboy Windfarm Ltd. sono stati esposti nel risultato netto delle attività operative cessate secondo quanto stabilito dall'IFRS 5; per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo Cessione Brockaghboy del Bilancio 2018

(Euro)		1° semestre 2019	1° semestre 2018
Risultato netto attività continue per azione	33	0,017	0,516
Risultato netto attività continue per azione diluito	33	0,017	0,516
Risultato netto di Gruppo per azione	33	0,013	0,706
Risultato netto di Gruppo per azione diluito	33	0,013	0,706
Numero medio di azioni in circolazione		148.866.945	148.816.800

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO⁽¹⁾⁽²⁾

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2019	1° semestre 2018
Risultato netto del periodo		2.539	105.221
Variazioni che non saranno riclassificate a conto economico			
Variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti	13	-	-
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti	13	-	-
		-	-
Variazioni che saranno riclassificate a conto economico			
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		1.196	(9.595)
Imposte sul reddito riferite alle - copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value		(285)	2.288
		911	(7.307)
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		(844)	(3.512)
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione		160	667
		(684)	(2.845)
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		227	(10.152)
Risultato netto complessivo del periodo		2.766	95.069
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		(610)	(100)
Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo		2.157	94.969

(1) le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

(2) il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 per la prima volta in data 1° gennaio 2019 avvalendosi della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement dei periodi precedenti posti a confronto. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo IFRS 16 - Leasing

RENDICONTO FINANZIARIO⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾

(Migliaia di Euro)	Nota	1° semestre 2019	1° semestre 2018
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA (A)			
Risultato netto del periodo		2.539	105.221
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	26	148.413	135.507
Incremento altri fondi	14, 20	5.442	13.653
- Decremento altri fondi	14, 20	(4.215)	(10.143)
- Variazione netta delle attività (passività) per imposte anticipate (differite)	6	(16.919)	(3.619)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	9	51	23
- Proventi (oneri) da partecipazioni	28	259	(26.743)
- Variazione dei fondi relativi al personale	13	(266)	(565)
Altre variazioni di elementi non monetari		2.335	3.796
		137.639	217.130
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:			
- Variazione delle rimanenze	8	(789)	(340)
- Variazione dei crediti commerciali	9	(20.834)	(6.616)
- Variazione dei debiti commerciali	16	(19.231)	(62.553)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	7, 10, 15, 18	2.516	(46.365)
		(38.339)	(115.874)
		99.301	101.257
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)			
Acquisizioni di attività immateriali e avviamento	1, 2	(847)	(5.735)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	3	(25.741)	(15.657)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	-	(42.976)
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	1, 3	567	7.108
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	4	9	3.109
Cessione Brockaghboy Windfarm Ltd. ⁽²⁾		-	105.740
Disinvestimenti di attività immateriali e avviamento	1, 2	-	-
Incasso Vendor Loan TotalErg	17	36.179	-
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	0	26
		10.168	51.615
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)			
Nuovi finanziamenti non correnti	17	188.901	167.616
Emissione Green Bond		500.000	-
Rimborsi di finanziamenti non correnti	17	(868.276)	(252.806)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	17	90.279	32.182
Variazione netta delle altre attività/passività finanziarie correnti	17	87.849	(101.906)
Chiusura anticipata derivati IRS ERG Wind Investments Ltd. ed ERG Power S.r.l.	17	(55.001)	-
Dividendi corrisposti ad azionisti	11	(111.652)	(171.139)
Pagamento delle passività finanziarie per beni in leasing		(4.359)	-
		(172.259)	(326.052)
Variazione Area di Consolidamento per business combination ⁽³⁾		(128.728)	(54.112)
Variazione Area di Consolidamento per acquisizione assets ⁽³⁾		(8.197)	295
		(136.925)	(53.818)
		(199.717)	(226.999)
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C+D)			
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO ATTIVITÀ CONTINUE	17	774.193	812.992
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(199.717)	(226.999)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		574.477	585.994
	Nota	1° semestre 2019	1° semestre 2018
Informazioni aggiuntive del rendiconto finanziario			
Pagamento imposte sul reddito ⁽⁵⁾	6	-	-
Interessi passivi pagati ⁽⁶⁾	27	19.082	16.814

(1) le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

(2) per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo *Cessione Brockaghboy* del Bilancio 2018

(3) per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo *Variazione Area di consolidamento*

(4) Il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 per la prima volta in data 1° gennaio 2019 avvalendosi della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement dei periodi precedenti posti a confronto. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo *IFRS 16 - Leasing*

(5) si precisa che il pagamento delle imposte all'erario è avvenuto nel mese di luglio 2019. Più precisamente in data 1 luglio 2019 sono state versate, al netto delle compensazioni, imposte all'erario per circa 25,4 milioni di Euro a titolo di saldo 2018 e acconto 2019

(6) si precisa che la voce in oggetto comprende interessi passivi pagati correlati a passività finanziarie per beni in leasing IFRS 16 per un importo pari ad Euro 481 migliaia

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO⁽¹⁾⁽²⁾

	Nota	Capitale sociale	Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi	Patrimonio netto
SALDO AL 31/12/2017		15.032	1.655.619	206.815	1.877.466	-	1.877.466
Rettifica IFRS 9		-	4.978	-	4.978	-	4.978
Destinazione del risultato 2017		-	206.815	(206.815)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	1.243	-	1.243	-	1.243
Distribuzione dividendi		-	(171.139)	-	(171.139)	-	(171.139)
Patrimonio Netto di terzi da acquisizioni		-	-	-	-	1.052	1.052
Incremento riserve conto capitale		-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	297	-	297	-	297
Risultato 1° semestre 2018		-	-	105.102	105.102	118	105.220
Variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti		-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge		-	(7.289)	-	(7.289)	(18)	(7.307)
Variazioni della riserva traduzione		-	(2.845)	-	(2.845)	-	(2.845)
Risultato netto complessivo		-	(10.134)	105.102	94.968	100	95.068
SALDO AL 30/06/2018		15.032	1.687.678	105.102	1.807.815	1.153	1.808.967
SALDO AL 31/12/2018		15.032	1.681.039	132.761	1.828.832	-	1.828.833
Destinazione del risultato 2018		-	132.761	(132.761)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale		-	1.067	-	1.067	-	1.067
Distribuzione dividendi	11	-	(111.652)	-	(111.652)	(710)	(112.362)
Incremento riserve conto capitale	11	-	-	-	-	-	-
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	18.265	18.265
Altre variazioni		-	1.952	-	1.952	-	1.952
Risultato 1° semestre 2019		-	-	1.929	1.929	610	2.539
Variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti	13	-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge	11	-	911	-	911	-	911
Variazioni della riserva traduzione	11	-	(684)	-	(684)	-	(684)
Risultato netto complessivo		-	227	1.929	2.157	610	2.766
SALDO AL 30/06/2019		15.032	1.705.394	1.929	1.722.356	18.165	1.740.521

(1) le note di commento alle singole voci sono parte integrante del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

(2) il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 per la prima volta in data 1° gennaio 2019 avvalendosi della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement dei periodi precedenti posti a confronto. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo IFRS 16 - Leasing

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

ERG S.p.A. è l'entità che redige il bilancio.

ERG S.p.A. ha sede legale Genova in via De Marini 1 (Torre WTC).

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019 comprende i bilanci della ERG S.p.A. e delle sue controllate (unitamente "ERG" o "il Gruppo").

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.

DATA DI PUBBLICAZIONE

La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 2 agosto 2019.

CRITERI DI REDAZIONE

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019, espresso in migliaia di Euro (moneta funzionale della capogruppo ERG S.p.A. e moneta di presentazione), e preparato sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, è stato redatto 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 2018.

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 alla Nota 32 – Parti correlate. 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 2019 è oggetto di revisione contabile limitata come pre-

visto 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.

Si segnala che gli schemi di bilancio della presente documento riflettono le variazioni richieste dalla prima applicazione dell'IFRS 16.

CRITERI DI VALUTAZIONE E PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2018, ad eccezione di quanto prescritto del principio contabile IFRS 16 la cui prima applicazione è prevista dal 1° gennaio 2019. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo seguente.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2019

IFRS 16 - Leasing

A partire dal 1° gennaio 2019 è applicato il principio IFRS 16 - Leasing.

Il nuovo principio 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.

L'IFRS 16 sostituisce le precedenti 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'applicazione del nuovo Principio modifica la natura e la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi del Gruppo relativi a terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine. Tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

Alla data di decorrenza del leasing, il Gruppo procede a rilevare:

- l'attività per il diritto di utilizzo e le passività del leasing. L'attività viene inizialmente valutata al costo e successivamente al costo al netto dell'ammortamento e delle perdite per riduzione di valori cumulati, ed eventualmente rettificata al fine di riflettere le rivalutazioni della passività del leasing.
- la passività del leasing al valore attuale dei relativi pagamenti dovuti non versati alla data di decorrenza, attualizzandoli utilizzando il tasso di interesse implicito del leasing. Laddove non è possibile determinare tale tasso con facilità, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale (determinato come la somma tra credit spread del Gruppo e la curva forward basata sui tassi swap area Euro).

La passività così rilevata viene successivamente incrementata dagli interessi che maturano su detta passività, diminuita dei pagamenti dovuti per il leasing effettuati ed eventualmente rivalutata in caso di modifica dei futuri pagamenti in relazione a:

- una variazione dell'indice o tasso,
- modifica dell'importo che il Gruppo prevede di dover pagare a titolo di garanzia sul valore residuo,
- modifica della stima dell'esercizio o meno di un'opzione di acquisto, di proroga o risoluzione.

Il Gruppo ha analizzato la totalità dei contratti di lease, andando a definire per ciascuno di essi il lease term, dato del periodo "non cancellabile".

I leasing del Gruppo hanno una durata media di 14 anni, con l'inclusione per alcuni leasing di un'opzione di rinnovo esercitabile alla fine del periodo vincolante. Altri ancora prevedono ulteriori pagamenti legati alla variazione degli indici locali dei prezzi. In relazione alle opzioni di rinnovo, il Gruppo ha proceduto ad effettuare una stima della durata dei relativi contratti di leasing tenuto conto della ragionevole certezza dell'esercizio dell'opzione. Nello specifico, per i terreni e per gli immobili, tale valutazione ha considerato i fatti e le circostanze specifiche di ciascuna attività. Per quanto riguarda le altre categorie di beni, principalmente auto aziendali e attrezzature, il Gruppo ha generalmente ritenuto non probabile l'esercizio di eventuali clausole di estensione o terminazione anticipata in considerazione della prassi abitualmente seguita dal Gruppo.

Prima applicazione (First adoption)

Il Gruppo ha applicato l'IFRS 16 dalla data di prima applicazione (ossia il 1° gennaio 2019) utilizzando il metodo retroattivo modificato. Pertanto, l'effetto cumulativo dell'adozione dell'IFRS 16 è stato rilevato a rettifica del saldo di apertura al 1° gennaio 2019, senza rideterminare le informazioni comparative.

Impatti sui saldi di apertura al 1° gennaio 2019

(Migliaia di Euro)	1° gennaio 2019
Passività beni in leasing	63.424
Altre passività (pagamenti anticipati o accumulati)	3.179
Totale Attività per diritti di utilizzo	66.603

Alla data di applicazione iniziale le passività del leasing sono state determinate al valore attuale dei pagamenti residui attualizzati utilizzando il tasso di finanziamento marginale del Gruppo al 1° gennaio 2019. La media ponderata del tasso applicato è pari al 3,27%.

(Migliaia di Euro)	1° gennaio 2019
Impegni derivanti da leasing operativi al 31 dicembre 2018 così come presentati nel Bilancio Consolidato del Gruppo ⁽¹⁾	81.934
Opzioni di proroga del leasing il cui esercizio è ragionevolmente certo	17.577
Tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio	3,27%
Valori Attualizzati utilizzando il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019	63.424

(1) gli impegni derivanti da leasing operativi presentati nel Bilancio Consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2018 sono indicati già al netto dei pagamenti minimi futuri dei contratti con durata inferiore ai 12 mesi e degli impegni di importo non significativo

Le attività per il diritto di utilizzo sono valutate ad un importo pari alla passività del leasing, rettificato dell'importo degli eventuali pagamenti anticipati o accumulati dovuti per il leasing.

Il Gruppo ha utilizzato i seguenti practical expedients per applicare l'IFRS 16 ai leasing classificati in precedenza come operativi secondo lo IAS 17:

- l'esenzione dalla rilevazione delle attività per il diritto di utilizzo e delle passività del leasing ai contratti la cui durata è inferiore a 12 mesi,
- l'esenzione dei low value assets (attività per il diritto di utilizzo di modesto valore comprese le attrezzature informatiche). Il Gruppo rileva i pagamenti dovuti per i leasing relativi ai predetti contratti come costo con un criterio a quote costanti lungo la durata del leasing stesso.
- esclusione dei costi diretti iniziali dalla valutazione dell'attività per il diritto di utilizzo alla data dell'applicazione iniziale,
- determinazione della durata del leasing contenente opzioni di proroga/risoluzione sulla base delle esperienze acquisite.

Non sono previsti impatti significativi per i leasing finanziari del Gruppo e per i contratti in cui il Gruppo è nel ruolo di locatore.

Al 1° gennaio 2019 (transition date) il Gruppo, in qualità di locatario, ha pertanto rilevato nuove passività (63 milioni) per leasing operativi e maggiori asset per Diritto di utilizzo (66,6 milioni) correlati principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

Primo semestre 2019

L'applicazione del nuovo principio ha comportato quindi la rilevazione di maggiori ammortamenti ed interessi in luogo dei canoni di locazione dei leasing operativi.

In particolare nel primo semestre 2019 si registra:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 3,9 milioni;
- maggiori ammortamenti (3,1 milioni) e maggiori oneri finanziari (1,6 milioni),
- l'incremento (70,3 milioni al 30 giugno 2019 di cui 65,9 a medio-lungo e 4,4 a breve) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (incremento dell'asset immobilizzato per 73,1 milioni, al netto di altre attività per 3,4 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio.

Oltre al citato IFRS 16 dal 1° gennaio 2019 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi per il Gruppo

- Emendamento allo IAS 19: **Modifica, riduzione o estinzione del piano**, emesso a febbraio 2018.
Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefici definiti, le società aggiornino le ipotesi attuariali e rideterminino il costo previdenziale relativo alle prestazioni correnti (current service cost) e l'interesse netto (net interest) per il resto dell'esercizio dopo tale evento. Inoltre, le modifiche: (i) chiariscono le modalità con cui l'obbligo di contabilizzare una modifica, riduzione o estinzione di un piano influisce sui requisiti del massimale di attività (c.d. "asset ceiling"); (ii) non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica del piano.
- Modifiche allo **IAS 28 - Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture**, emesso a ottobre 2017.
Le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'"IFRS 9 - Strumenti finanziari", alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato.
- **IFRIC 23 - Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito**, emesso a giugno 2017. L'interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. L'incertezza può riguardare sia le imposte correnti sia quelle differite. L'interpretazione propone che una società debba rilevare una passività o un'attività fiscale in condizioni di incertezza, se è probabile che l'Autorità fiscale accetterà o meno un determinato trattamento fiscale esaminando quanto ha il diritto di esaminare e avendo piena conoscenza di tutte le informazioni.
L'interpretazione richiede, inoltre, che la società debba riesaminare i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le proprie previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale, oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.
- Nell'ambito del "**Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015-2017**", emesso a dicembre 2017, sono stati modificati i seguenti principi:
 - **IFRS 3 e IFRS 11 - Aggregazioni aziendali**; le modifiche chiariscono che un joint operator che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione;
 - **IFRS 11 - Joint Arrangements**; le modifiche chiariscono che se una società che partecipa in un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell'IFRS 3) senza esercitare un controllo congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta;
 - **IAS 12 - Imposte sul reddito**; le modifiche chiariscono che una società deve contabilizzare gli effetti fiscali dei dividendi (definiti dall'IFRS 9) ai fini delle imposte sul reddito nel momento in cui è rilevata la passività relativa al dividendo dovuto, nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove sono state rilevate le transazioni che hanno generato utili distribuibili;
 - **IAS 23 - Oneri finanziari**; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici che rimane in essere quando il correlato qualifying asset è pronto per la destinazione o vendita, deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società;

- IAS 28 - Partecipazioni in società collegate e joint venture: lo IASB ha chiarito che le interessenze a lungo termine in società collegate o joint venture, sebbene rappresentino un'estensione dell'investimento netto in tali partecipate a cui si applica lo IAS 28, sono comunque soggette alle disposizioni in materia di riduzione di valore ("impairment") dell'IFRS 9 Strumenti finanziari.
- IFRS 9: le modifiche all'IFRS 9 Prepayment Features with Negative Compensation sono volte a consentire la misurazione al costo ammortizzato o al fair value through other comprehensive income (OCI) di attività finanziarie caratterizzate da un'opzione di estinzione anticipata con la cosiddetta "negative compensation"

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 2019

Di seguito sono indicati i nuovi principi o modifiche ai principi, applicabili per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2019 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.

- IFRS 17 Insurance Contracts (entrata in vigore 1° gennaio 2021);
- Emendamento al References to Conceptual Framework in IFRS Standards;
- Definizione di cosa è un business (modifiche all'IFRS 3 - entrata in vigore 1° gennaio 2020)
- Definizione della materialità (modifiche allo IAS 1 e IAS 8 - entrata in vigore 1° gennaio 2020)

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, delle passività, dei costi e dei ricavi 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 potrebbero differire a seguito del mutamento delle valutazioni soggettive utilizzate.

Le valutazioni soggettive rilevanti della direzione aziendale nell'applicazione dei principi contabili del Gruppo e le principali fonti di incertezze delle stime sono state le stesse applicate per la redazione del bilancio del Gruppo al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per quelle nuove relative all'applicazione dell'IFRS 16. La transizione all'IFRS 16 introduce, infatti, alcuni elementi di giudizio professionale che comportano la definizione di alcune policy contabili e l'utilizzo di assunzioni e di stime in relazione al lease term e alla definizione del tasso marginale. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo IFRS 16 - Leasing.

Valutazioni del fair value

Diversi principi contabili e alcuni obblighi di informativa richiedono al Gruppo la valutazione del fair value delle attività e delle passività finanziarie e non finanziarie.

In relazione alla valutazione dei fair value, il Gruppo ha in essere una propria struttura di valutatori responsabili in generale di tutte le valutazioni di fair value significative, comprese quelle di Livello 3 (se presenti).

I dati di input non osservabili e le rettifiche di valutazione sono oggetto di regolare reappraisal. Quando per determinare il fair value si utilizzano informazioni di terzi, quali le quotazioni dei broker o i servizi di pricing, il team di valutatori valuta e documenta le evidenze ottenute dai soggetti terzi per supportare il fatto che tali valutazioni soddisfino le disposizioni degli IFRS, compreso il livello della gerarchia del fair value in cui classificare la relativa valutazione.

Gli aspetti significativi relativi alla valutazione sono comunicati al Comitato Controllo e Rischi del Gruppo.

Nella valutazione del fair value di un'attività o una passività, il Gruppo si avvale per quanto possibile di dati di mercato osservabili. I fair value sono distinti in vari livelli gerarchici in base ai dati di input utilizzati nelle tecniche di valutazione, come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (prezzi), sia indirettamente (derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili.

Se i dati di input utilizzati per valutare il fair value di un'attività o di una passività rientrano nei diversi livelli della gerarchia del fair value, l'intera valutazione è inserita nello stesso livello di gerarchia dell'input di livello più basso che è significativo per l'intera valutazione.

Il Gruppo rileva i trasferimenti tra i vari livelli della gerarchia del fair valueo sulla base della data dell'evento o del cambiamento delle circostanze che hanno determinato il trasferimento o nel quale il trasferimento ha avuto luogo.

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 2019 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 2018. Si precisa che la capitalizzazione del Gruppo alla data di fine periodo risultava pari a 2,7 miliardi di Euro, ampiamente superiore al valore di patrimonio netto al 30 giugno 2019.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Area di consolidamento

Il Bilancio Consolidato 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 è esposto ai rendimenti variabili derivanti dal proprio rapporto con l'entità, o vanta dei diritti su tali rendimenti, avendo nel contempo la capacità di influenzarli esercitando il proprio potere sull'entità stessa. I bilanci delle società controllate sono inclusi nel Bilancio Consolidato dal momento in cui la controllante inizia ad esercitare il controllo fino alla data in cui tale controllo cessa. Le società controllate sono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente ottenuto dal Gruppo. In caso di perdita del controllo, il Gruppo elimina le attività e le passività della società controllata, le eventuali partecipazioni di terzi e le altre componenti di patrimonio netto relative alle società controllate. Qualsiasi utile o perdita derivante dalla perdita del controllo viene rilevato nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Qualsiasi partecipazione mantenuta nella ex società controllata viene valutata al fair value alla data della perdita del controllo.

Conversione di bilanci in moneta diversa dall'Euro (i.e. Gestioni estere) e moneta funzionale

Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato di ERG è redatto in Euro, che è la valuta funzionale del Gruppo. L'Euro è anche la valuta funzionale della Capogruppo ERG S.p.A. e di tutte le società principali incluse nell'area di consolidamento, fatta eccezione per:

- le società di diritto polacco;

- la società di diritto rumeno;
- le società di diritto bulgaro;
- le società di diritto inglese.

Le attività e le passività delle gestioni estere, compresi l'avviamento e le rettifiche al fair value derivanti dall'acquisizione, sono convertite in Euro utilizzando il tasso di cambio rilevato alla data di chiusura del periodo. I ricavi e i costi di conto economico e nel prospetto di conto economico complessivo delle gestioni estere, sono convertiti in Euro utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data delle operazioni.

Le differenze cambio sono rilevate nel Prospetto di conto economico complessivo e incluse nella riserva di conversione, ad eccezione delle differenze di cambio che vengono attribuite alle partecipazioni di terzi.

Le differenze di cambio derivanti da un elemento monetario che fa parte di un investimento netto in una gestione estera sono rilevate inizialmente nel Prospetto di conto economico complessivo e riclassificate dal patrimonio netto all'utile (o perdita) d'esercizio alla dismissione dell'investimento netto.

Un elemento monetario per il quale il regolamento non è pianificato né è probabile che si verifichi nel prevedibile futuro è, nella sostanza, una parte dell'investimento netto nella gestione estera.

Si elencano qui di seguito i tassi di cambio utilizzati per la conversione ed il consolidamento delle situazioni contabili al 30 giugno 2019 in moneta diversa dall'Euro:

	Valuta	Cambio: valuta estera / EUR	
		Situazione Patrimoniale-Finanziaria ⁽¹⁾	Conto Economico ⁽²⁾
Polonia	PLN - Zloty	4,250	4,292
Romania	RON - Leu Romeno	4,734	4,742
UK	GBP - Sterlina britannica	0,897	0,874
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,960	1,960

(1) cambio al 28 giugno 2019

(2) cambio medio del primo semestre 2019

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)
ERG S.p.A.					
ERG Power Generation S.p.A.	Genova	100%	100%	100.000	1.867.026
ERG Power Generation S.p.A.					
Corni Eolian S.A.	Costanza (Romania)	100%	100%	152.000	35.302
Creag Riabhach Wind Farm Ltd.	Edimburgo (UK)	100%	100%	4	4
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova	100%	100%	10	29.895
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	10	4.770
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Genova	100%	100%	38	6.198
ERG Eolica Calabria S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	10	117
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova	100%	100%	120	66.989
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova	100%	100%	10	7.460
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	50	31.386
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova	100%	100%	10	(522)
ERG Eolica San Cireo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	20.918
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	16.429
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale	100%	100%	10	30
ERG Eolienne France S.a.s.					
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	61.143	63.644
ERG Germany GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	2.000	1.157
ERG Hydro S.r.l.	Genova	100%	100%	210	551
ERG Power S.r.l.	Genova	100%	100%	50.000	778.750
ERG Solar Holding 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	5.000	186.503
ERG Solar Montalto S.r.l.	Genova	100%	100%	20	20.707
ERG Solar Montalto S.r.l.	Genova	100%	100%	n.d.	n.d.
ERG UK Holding Ltd.	Edimburgo (UK)	100%	100%	n.d.	n.d.
ERG Wind 105 GmbH	Leisnig (Germania)	100%	100%	n.d.	n.d.
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova	100%	100%	1	(924)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova	100%	100%	50	26.441
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	2.018
ERG Wind French Holdings S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.410	(636)
ERG Wind Investments Ltd.					
ERG Wind Neunte GmbH	Gibilterra	100%	100%	112.993	114.155
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	94
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	(189)
ERG Wind RE Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	12
Evishagaran Windfarm Ltd.	Belfast (UK)	100%	100%	-	24
EW Ormeta 2 Z.O.O.					
EW Ormeta 2 Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	164.698	127.248
Green Vicari S.r.l.	Camporeale	100%	100%	119	21.734
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova	100%	100%	100	(118)
Les Moulins de Fruges S.a.s.					
Les Moulins de Fruges S.a.s.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	2.100	(16.288)
Sandy Knowe Wind Farm Ltd.	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	(64)
Windwärts Projekte GmbH & Co. KG	Hannover (Germany)	100%	100%	3	2
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	16

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

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

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)
ERG Eolienne France S.a.s.					
Eoliennes du Vent Solaire S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(4.931)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	626
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.114	1.188
Parc Eolien de la Bruyère S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.060	1.249
Parc Eolien du Carreau S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	861	3.783
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	165
EPURON Energies Renouvelables S.a.s.					
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	19
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(793)
Parc Eolienne de la Voie Sacree S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	74	3.886
Parc Eolienne d'Epense S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	802	1.174
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	(33)
EPURON Energies Renouvelables S.a.s.					
Epuron S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	(2.356)
Caen Renewables Eenergy S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(642)
Parc Eolien de la Charente Limousine S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(8)
Parc Eolien de la Boeme S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(3)
Parc Eolien du Moulin du Bois S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(11)
Parc Eolien des Bouchats S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	3
Parc Eolien de Saint Maurice la Clouere S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	2
Parc Eolien du Pays a Part S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	2
Parc Eolien de Saint Sulpice S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	5
Parc Eolien du Plateaux de l'Ajoux S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	5
Parc Eolien des Terres et Vents de Ravieres S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	4
Parc Eolien de Porspoder S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	5
ERG Solar Holding S.r.l. 1					
ERG Solar Holding S.r.l.					
ERG Solar Piemonte 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	20	29.157
ERG Solar Piemonte 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.029
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	811
ERG Solar Piemonte 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.486
ERG Solar Piemonte 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	412
ERG Solar Piemonte 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.161
ERG Solar Holding S.r.l.					
Calabria Solar S.r.l.	Milano	100%	100%	10	9
ERG Solar Campania S.r.l.	Genova	100%	100%	100	2.322
ERG Solar Marche 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	532
ERG Solar Marche 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	301
ERG Solar Puglia 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	50	1.788
ERG Solar Puglia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	100	0
ERG Solar Puglia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	110	784
ERG Solar Sicilia S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	1.737
Heliospower S.r.l.	Palermo	100%	100%	59	3.529
Longiano Solar S.r.l.	Milano	100%	100%	708	1.351
SR05 S.r.l.	Milano	100%	100%	25	628
ERG Solar Montalto S.r.l.					
Perseo S.r.l.					
Perseo S.r.l.	Genova	78,5%	78,5%	100	8.601
Perseo S.r.l.					
Andromeda PV S.r.l.	Milano	100%	78,5%	50	13.809

(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)
ERG UK Holding Ltd.					
Craigmore Energy Ltd.	Co. Antrim (Nord Irlanda)	100%	100%	-	-
ERG Wind 105 GmbH					
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(740)
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(862)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.					
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.239	2.979
K&S Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.625	1.827
K&S Energy 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.546	2.537
K&S Energy 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.560	2.664
Mark 1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	2.706
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	2.720
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	777	1.109
VG-2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.551	2.042
VG-3 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.563	2.136
VG-4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.511	2.863
VG-5 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.564	2.151
VG-6 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.545	2.042
Wind Park Kavana East EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	258	1.093
Wind Park Kavana West EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	89	1.184
WP Bulgaria 4 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	1.103	1.464
ERG Wind France 1 S.a.s.					
ERG Wind France 2 S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	1	(53)
Cepe Pays De Montbeliard S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	365	(2.655)
Cepe de Murat S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	444	4.362
Cepe de Saint Florentin S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	251	(3.897)
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	3.288
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	4.905
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	80	2.716
ERG Wind French Holdings S.a.s.					
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(565)
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(328)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.130)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.164	1.429
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.220)
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(1.986)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.093)
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	505	(141)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.236)
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.666)
ERG Wind Investments Ltd.					
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.	Genova	100%	100%	212	487.341
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)
ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l.					
ERG Wind 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	6.633	52.744
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	44.084
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	295
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova	100%	100%	77	45.076
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	40.793

(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)
ERG Wind Sardegna S.r.l.					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	36.403
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	11.023
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	16.543
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	22.515
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	40.815
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	29.299
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd.					
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	33.168	42.769
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	28.010	33.260
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	33.585	39.068
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	29.721	35.648
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH					
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(659)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(2.146)
Voltwerk Windpark Worbzig GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	576
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	1.961
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(5.497)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	7.500	(756)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(2.111)
ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(586)
ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	1	(1.573)
ERG Wind WB GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	(1.185)
ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	5	(1.547)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Leisnig (Germania)	100%	100%	-	1.018
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Kassel (Germania)	100%	100%	0	(8)
EW Ornetà 2 Z.O.O.					
Blachy Pruszyński-Energy SP.Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	53.001	40.897
Hydro Inwestycje SP.Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	40.004	32.653
Les Moulins de Fruges S.a.s.					
Mont Félix	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.891	1.739
Fond du Moulin	Strasburgo (Francia)	100%	100%	344	(1.018)
CheminVert	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.804	(1.607)
Le Marquay	Strasburgo (Francia)	100%	100%	679	(938)
Les Trentes	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.935	(606)
Sole de Bellevue	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.925	340

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro ad eccezione delle società Blachy Pruszyński-Energy SP Z.O.O. e Hydro Inwestycje SP Z.O.O. espressi in migliaia di Zloty

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

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30/06/2019
ERG Power S.r.l.						
Priolo Servizi S.c.p.A. (3)	Melilli	23,7%	23,7%	28.100	54.619	12.976
Società collegate						12.976

(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

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale sociale (1) (2)	Patrimonio netto (1) (2)	Valore di bilancio al 30/06/2019
ERG S.p.A.						
ERG Petroleos S.A. (3)	Madrid (Spagna)	100%	100%	3.050	(5.910)	-
Società controllate						-
ERG Power Generation S.p.A.						
Creggan Wind Farm Limited (4)	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	-
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione	Palermo	99%	99%	20	232	25
Longburn Wind Farm Ltd. (4)	Seebeck House (UK)	100%	100%	0	-	-
Società controllate						25
ERG Eolienne France S.a.s.						
Parc Eolien de Saint-Loup sur Cher S.a.r.l. (4)(5)	Parigi (Francia)	100%	100%	n.d.	n.d.	8
Parc Eolien du Puits Gergil S.a.r.l. (4)(5)	Parigi (Francia)	100%	100%	n.d.	n.d.	8
Parc Eolien du Plateau de la Perche S.a.r.l. (4)(5)	Parigi (Francia)	100%	100%	n.d.	n.d.	8
Parc Eolien des Boules S.a.r.l. (4)(5)	Parigi (Francia)	100%	100%	n.d.	n.d.	8
ERG Development France S.a.s. (4)(5)	Parigi (Francia)	100%	100%	10	(20)	10
Società controllate						40
ERG Power Generation S.p.A.						
Rigghill Wind Farm Limited (4)	Seebeck House (UK)	50%	50%	-	-	236
Società in Joint Venture						236
ERG S.p.A.						
CAF Interreg. Dipendenti S.r.l.	Vicenza	0,04%	0,06%	276	1.064	-
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	3.034	155
Altre società						465
TOTALE						767

(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

(5) società di diritto francese costituita in data 31 dicembre 2018

Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su [partecipazioni](#) del Gruppo. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto più ampiamente commentato nel capitolo [Variazione dell'area di consolidamento](#).

- In data **12 febbraio 2019** ERG ha perfezionato l'acquisizione da Soles Montalto GmbH del 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51.4 MW.
- In data **2 maggio 2019** ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd., ha perfezionato l'acquisizione da RES, del 100% delle quote della società Craiggore Energy Ltd., società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry.
- In data **6 maggio 2019** ERG ha perfezionato, nell'ambito del progetto cd Polaris, l'acquisizione da Profond Finanzgesellschaft AG del 100% del capitale di "Les Moulins de Frouges SAS", società di diritto francese titolare di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia.
- In data **27 giugno 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW.

Si segnala infine che in data **6 marzo 2019** ERG e Quercus hanno sospeso la costituzione della joint venture ERG Q Solar 1 non più attuale per entrambi, riservandosi di valutare insieme eventuali altre opportunità.

Si segnalano inoltre i seguenti eventi significativi occorsi nel semestre:

- collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 1 miliardo. Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 17 – Posizione Finanziaria Netta;
- chiusura anticipata dei finanziamenti di ERG Wind Investments Ltd. ed ERG Power S.r.l. Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 19 - Covenants e negative pledge.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli e garanzie sulle partecipazioni detenute dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella [Nota 19 - Covenants e negative pledge](#) del presente documento e alla [Nota 19 - Covenants e negative pledge](#) del Bilancio Consolidato 2018.

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2019



VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

(Migliaia di Euro)	ANDROMEDA ⁽¹⁾	POLARIS ⁽²⁾	Craiggorr ⁽³⁾	WINDWARDS ⁽⁴⁾	TOTALE
Attività immateriali	98.664	15.581	5.696	2.000	121.941
Avviamento	29.361	-	-	-	29.361
Immobili, impianti e macchinari	129.411	37.364	-	-	166.775
Partecipazioni	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie	0	-	-	-	0
Attività per imposte differite	4.402	13.281	-	-	17.683
Altre attività non correnti	-	655	-	-	655
Attività non correnti	261.842	66.880	5.696	2.000	336.418
Rimanenze	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	5.526	1.412	-	-	6.938
Altri crediti e attività correnti	1.207	128	121	380	1.836
Attività finanziarie correnti *	-	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	(76.336)	(52.392)	(5.817)	-	(134.545)
Attività correnti	(69.600)	(50.852)	(5.696)	380	(125.771)
Attività operative cessate	-	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	192.239	16.028	-	2.380	210.647
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	-	-	-	-	-
Partecipazioni di terzi	18.261	-	-	-	18.261
Benefici ai dipendenti	-	-	-	-	-
Passività per imposte differite	27.525	14.088	-	-	41.613
Altri fondi non correnti	2.035	1.308	-	-	3.343
Passività finanziarie non correnti*	129.741	-	-	2.380	132.121
Altre passività non correnti	13	180	-	-	192
Passività non correnti	159.313	15.576	-	2.380	177.269
Altri fondi correnti	177	-	-	-	177
Debiti commerciali	481	453	-	-	933
Passività finanziarie correnti*	13.571	-	-	-	13.571
Altre passività correnti	437	-	-	-	437
Passività correnti	14.664	453	-	-	15.117
Passività operative cessate	-	-	-	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	192.239	16.028	-	2.380	210.647
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(219.648)	(52.392)	(5.817)	(2.380)	(280.237)
Cessione Brockaghboy Windfarm Ltd.	-	-	-	-	-
Impatto su Posizione Finanziaria Netta Relazione sulla Gestione	-	-	-	-	(280.237)

- (1) n. 2 società italiane da Soles Montalto GmbH - business combination Andromeda
 (2) n. 7 società francesi da Profond Finanzgesellschaft AG - business combination Les Moulins de Fruges S.a.s.
 (3) n. 1 società nord irlandese da RES - asset - Craiggorr
 (4) n. 1 società tedesca da Windwärts Energie GmbH - asset Windwärts

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

Business combination “Andromeda”

In data 11 gennaio 2019 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha sottoscritto un accordo con Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti gestito dal gruppo AREAM, asset manager europeo nel settore rinnovabile, per rilevare il 78,5% di Perseo S.r.l., titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestisce due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51.4 MW. È stato inoltre concordato che Soles Montalto GmbH rimarrà socio di minoranza, sulla base di accordi parasociali che garantiranno ad ERG il pieno controllo industriale dell'asset e il suo consolidamento integrale. Gli impianti, ubicati a Montalto di Castro (Lazio), sono entrati in esercizio mediamente nel quarto trimestre del 2010 e beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'enterprise value dell'operazione è pari a circa 221 milioni di Euro, corrispondente all'equity value della quota acquisita di 96 milioni di Euro ed alla posizione finanziaria netta della Target stimata al 31.12.2018 pari a 125 milioni di Euro. In data 12 febbraio 2019 ERG ha perfezionato l'acquisizione da Soles Montalto GmbH.

Con questa operazione ERG diventa uno dei primi cinque operatori fotovoltaici in Italia con oltre 140 MW di potenza installata e traguarda in anticipo gli obiettivi di piano con asset di elevata qualità.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2019.

I costi accessori sostenuti per perfezionare l'operazione, pari a 2,9 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e contabilizzati nel conto economico 2019 tra i costi per servizi e altri costi (2,7 milioni) e nel conto economico 2018 (0,2 milioni).

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 96 milioni di Euro per l'acquisizione del 78,5% del capitale sociale 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 alla situazione di acquisizione	Impatto consolidamento
Attività immateriali	7	98.658	98.664
Avviamento	-	29.365	29.365
Immobili, impianti e macchinari	129.411	-	129.411
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	0	-	0
Attività per imposte differite	4.402	-	4.402
Altre attività non correnti	-	-	-
Attività non correnti	133.820	128.022	261.842
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	5.526	-	5.526
Altri crediti e attività correnti	1.207	-	1.207
Attività finanziarie correnti *	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	19.702	(96.038)	(76.336)
Attività correnti	26.435	(96.038)	(69.604)
TOTALE ATTIVITÀ	160.255	31.984	192.239
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	10.835	(10.835)	-
Partecipazioni di terzi	2.968	15.293	18.261
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	-	27.525	27.525
Altri fondi non correnti	2.035	-	2.035
Passività finanziarie non correnti*	129.741	-	129.741
Altre passività non correnti	13	-	13
Passività non correnti	131.788	27.525	159.313
Altri fondi correnti	177	-	177
Debiti commerciali	481	-	481
Passività finanziarie correnti*	13.571	-	13.571
Altre passività correnti	437	-	437
Passività correnti	14.664	-	14.664
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	160.255	31.984	192.239
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(123.610)	(96.038)	(219.648)
Disponibilità liquide utilizzate			96.038
Pagamenti differiti			-
Rimborso finanziamenti dell'acquisita			-
Corrispettivo dell'acquisizione			96.038
Fair value dei net asset acquisiti			(66.674)
Avviamento			29.365

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 2019) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti fotovoltaici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettificate dei corrispondenti fondi ammortamento;
- **attività per imposte differite:** relative alla quota di interessi passivi eccedente il 30% del reddito operativo lordo;
- **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;
- **altri fondi non correnti** legati ad oneri fiscali;
- **passività finanziarie non correnti:** quota a medio lungo termine dei debiti verso banche per project financing;
- **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.

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

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito a diritti e concessioni;
- **avviamento:** la differenza tra il corrispettivo dell'acquisizione ed il valore netto delle attività e passività acquisite è stata rilevata in via residuale ad avviamento.
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** 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.

Corrispettivo dell'acquisizione	96.038
Fair value dei net asset acquisiti	(66.674)
Avviamento	29.365

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

Contributo Andromeda nel primo semestre 2019

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2019) 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 17,0 milioni ed un risultato operativo positivo di 11,0 milioni.

Business combination “Les Moulins de Fruges S.a.s.”

In data 25 marzo 2019 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France SAS, ha sottoscritto un accordo con Profond Finanzgesellschaft AG, con sede a Zurigo, per l'acquisizione del 100% del capitale di “Les Moulins de Fruges S.a.s.”, società di diritto francese titolare di sei parchi eolici con una capacità totale installata di 52 MW situati nella regione Hauts-de-France nel nord della Francia.

In data 6 maggio 2019 ERG ha perfezionato l'acquisizione. L'operazione, che ha ottenuto il consenso da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze francese, permette ad ERG di superare in Europa i 3.000 MW di potenza installata nelle quattro tecnologie gestite, e di consolidare il proprio posizionamento in Francia accelerando il percorso di crescita previsto nel piano industriale.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 54,0 milioni di Euro di cui 37,6 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 16,4 milioni per il subentro nello shareholder's loan.

I costi accessori sostenuti per perfezionare l'operazione, pari a 0,9 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e contabilizzati nel conto economico 2019.

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 alla situazione di acquisizione	Impatto consolidamento
Attività immateriali	-	15.581	15.581
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	37.364	-	37.364
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	-	-	-
Attività per imposte differite	13.281	-	13.281
Altre attività non correnti	655	-	655
Attività non correnti	51.300	15.581	66.880
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	1.412	-	1.412
Altri crediti e attività correnti	128	-	128
Attività finanziarie correnti *	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	1.573	(53.965)	(52.392)
Attività correnti	3.113	(53.965)	(50.852)
TOTALE ATTIVITÀ	54.413	(38.385)	16.028
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	25.913	(25.913)	-
Partecipazioni di terzi	-	-	-
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	10.192	3.895	14.088
Altri fondi non correnti	1.308	-	1.308
Passività finanziarie non correnti*	-	-	-
Altre passività non correnti	180	-	180
Passività non correnti	11.680	3.895	15.576
Altri fondi correnti	-	-	-
Debiti commerciali	453	-	453
Passività finanziarie correnti*	16.366	(16.366)	-
Altre passività correnti	-	-	-
Passività correnti	16.819	(16.366)	453
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	54.413	(38.385)	16.028
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(14.793)	(37.599)	(52.392)
Disponibilità liquide utilizzate	-	-	53.965
Pagamenti differiti	-	-	-
Rimborso finanziamenti dell'acquisita	-	-	(16.366)
Corrispettivo dell'acquisizione	-	-	37.599
Fair value dei net asset acquisiti	-	-	(37.599)
Avviamento	-	-	-

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 2019) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali, rettificati opportunamente al fine di determinare il fair value delle attività e delle passività oggetto di consolidamento:

- **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;
- **attività per imposte differite:** principalmente rilevate su perdite fiscali pregresse;
- **crediti commerciali:** relativi alla vendita di energia elettrica;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** liquidità giacente su conto corrente;
- **altri fondi non correnti** principalmente legati agli oneri di smantellamento;
- **passività per imposte differite:** principalmente rilevate sulla differenza tra il valore netto contabile e valore fiscale degli immobili, impianti e macchinari;
- **debiti commerciali:** principalmente relativi a debiti verso fornitori terzi per O&M;
- **passività finanziarie correnti:** debiti verso la precedente controllante;

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

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato attribuito a diritti e concessioni;
- **disponibilità liquide e mezzi equivalenti:** corrispettivo pagato per l'acquisizione
- **passività per imposte differite** riferite alle allocazioni di cui sopra;

Contributo Les Moulins de Fruges S.a.s. nel primo semestre 2019

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2019) 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 4,8 milioni ed un risultato operativo positivo di 0,9 milioni.

Acquisizione di asset "Craiggorr"

In data **2 maggio 2019** ERG, attraverso la propria controllata ERG UK Holding Ltd., ha perfezionato l'acquisizione da RES, società internazionale del settore delle energie rinnovabili, del 100% delle quote della società Craiggorr Energy Ltd., società di diritto nordirlandese titolare delle autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico in Nord Irlanda, nella contea di Londonderry. Il parco sarà costituito da 10 turbine per una capacità autorizzata di 25 MW ed una produzione di energia elettrica stimata, a regime, di circa 87 GWh all'anno pari a circa 3.500 ore equivalenti ed a circa 43 kt di emissioni di CO₂ evitata, nonché al fabbisogno stimato di energia di circa 21.500 famiglie.

L'inizio dei lavori di costruzione è previsto nel corso del quarto trimestre 2019 e l'entrata in esercizio, a valle della finalizzazione della connessione alla rete nazionale, entro Aprile 2021.

Trattandosi di acquisizione di autorizzazioni per la realizzazione di un parco eolico, le attività e le passività acquisite

non rispettano la definizione dell'IFRS 3 – Aggregazione aziendali. Pertanto tali attività e passività sono state contabilizzate come acquisizioni di singole attività e passività, allocando la differenza fra prezzo pagato e attività nette acquisite a Diritti e Concessioni.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 5,8 milioni di Euro di cui 5,1 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 0,7 milioni per il rimborso dei finanziamenti in essere alla data di acquisizione del controllo delle società target.

Acquisizione di asset "Windwards"

In data 27 giugno 2019 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Windwärts Energie GmbH l'acquisizione di una pipeline di progetti eolici in Germania con una capacità complessiva di 224 MW.

Trattandosi di acquisizione di costi di sviluppo per la realizzazione di parchi eolici, le attività e le passività acquisite non rispettano la definizione dell'IFRS 3 - Aggregazione aziendali. Pertanto tali attività e passività sono state contabilizzate come acquisizioni di singole attività e passività, allocando la differenza fra prezzo pagato e attività nette acquisite ad Attività immateriali in corso.

Determinazione del corrispettivo

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 1,9 milioni di Euro di cui 1,9 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE

Priolo Servizi S.C.p.A.

Società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (23,65%), ISAB S.r.l. (38,63%) e da parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (33,11%) e Syndial S.p.A. (4,61%).

ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

NOTA 1 - ATTIVITÀ IMMATERIALI

	Diritti e Concessioni	Altre attività immateriali	Attività immateriali in corso	Totale
Costo storico	1.012.171	59.613	10.823	1.082.608
Ammortamenti e svalutazioni	(247.398)	(52.699)	–	(300.097)
SALDO AL 31/12/2018	764.773	6.914	10.823	782.511
Attività destinate ad essere cedute	–	–	–	–
Movimenti del periodo:				–
Variazione area di consolidamento	121.941	–	–	121.941
Investimenti	–	59	788	847
Capitalizzazioni e riclassifiche da/a attività immateriali	(6.200)	–	584	(5.615)
Riclassifiche da altre voci di bilancio	–	–	–	–
Alienazioni e dismissioni	–	–	–	–
Ammortamenti	(29.216)	(1.474)	–	(30.690)
Svalutazioni	–	–	–	–
Altre variazioni	(390)	68	(245)	(567)
Costo storico	1.127.523	59.740	11.950	1.199.213
Ammortamenti e svalutazioni	(276.614)	(54.173)	–	(330.787)
SALDO AL 30/06/2019	850.909	5.567	11.950	868.424

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

I Diritti e Concessioni comprendono concessioni, autorizzazioni e diritti di gestione di parchi eolici solari e centrali idroelettriche, inclusi gli eventuali diritti alle tariffe incentivanti, 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 relativo paragrafo.

Gli investimenti si riferiscono principalmente ad oneri relativi la costruzione del parco eolico in Germania Windpark Linda GmbH & Co. KG.

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 177.631 migliaia di Euro (148.269 al 31 dicembre 2018) 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 2018 è relativo alla già commentata business combination Andromeda.

In occasione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 di eventuali trigger events 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
Costo storico	253.962	4.394.047	26.723	45.348	4.720.081
Ammortamenti e svalutazioni	(125.996)	(2.287.335)	(18.434)	-	(2.431.765)
SALDO AL 31/12/2018	127.966	2.106.713	8.289	45.348	2.288.316
Attività destinate ad essere cedute	-	-	-	-	-
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	5.136	161.020	28	590	166.775
Investimenti	68	762	406	24.505	25.741
Capitalizzazioni e riclassifiche da/a immobili, impianti e macchinari	(11.231)	20.222	799	(4.175)	5.615
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(3.570)	(110.162)	(862)	-	(114.594)
Svalutazioni	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	(0)	(0)
Costo storico	247.936	4.576.051	27.955	66.269	4.918.211
Ammortamenti e svalutazioni	(129.567)	(2.397.497)	(19.296)	-	(2.546.359)
SALDO AL 30/06/2019	118.369	2.178.555	8.659	66.269	2.371.852

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 principalmente alle business combination relative agli impianti fotovoltaici in Italia e ai parchi eolici in Francia.

Gli [investimenti](#) si riferiscono principalmente allo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, entrato in operatività alla fine del secondo trimestre. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nella Relazione intermedia sulla gestione.

Si segnala che nel periodo sono stati capitalizzati interessi per Euro 207 migliaia relativi ai parchi in costruzione.

Per quanto riguarda l'esistenza di vincoli sugli assets detenuti dal Gruppo si rimanda a quanto commentato nella Nota 19 - Covenants e negative pledge.

NOTA 4 - PARTECIPAZIONI

	Partecipazioni				Totale
	Imprese controllate non consolidate integralmente	Imprese controllate a controllo congiunto	Imprese collegate	Altre imprese	
SALDO AL 31/12/2018	378	236	12.918	465	14.000
Attività destinate ad essere cedute	-	-	-	-	-
Movimenti del periodo:					
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	-	-	-	-	-
Variatione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-
Riclassifiche	-	-	-	-	-
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	(313)	-	-	-	(313)
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	(0)	(0)
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	-	58	-	58
SALDO AL 30/06/2019	65	236	12.976	465	13.736

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 2019 è il seguente:

	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
Partecipazioni			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	66	66
- in joint venture	-	236	236
- in imprese collegate	12.976	-	12.976
- in altre imprese	-	465	465
Totale	12.976	767	13.736

NOTA 5 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Le "Altre attività finanziarie non correnti" pari a 40.426 migliaia di Euro (76.604 migliaia al 31 dicembre 2018) 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 15 - Altre passività non correnti).

Il decremento della voce nel periodo è legato principalmente all'incasso anticipato 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 (0,2 milioni) e depositi cauzionali.

NOTA 6 - IMPOSTE

Attività per imposte differite

Le attività per imposte differite 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 per le società italiane è pari all'aliquota nominale IRES (24%) maggiorata, ove previsto, dell'aliquota IRAP (3,90% - 4,82% - 5,57%).

Si segnalano qui di seguito le aliquote relative alle società estere consolidate integralmente:

- Francia 25% - 28%;
- Germania 26,6% - 30,5%;
- UK 17%-19%;
- Romania 16%;
- Polonia 19%;
- Bulgaria 10%.

Le attività per imposte differite pari a 142.795 migliaia di Euro (128.028 migliaia al 31 dicembre 2018), sono rilevate principalmente a fronte di strumenti finanziari derivati e stanziamenti a fondi per rischi ed oneri e perdite fiscali recuperabili.

Si segnala inoltre che:

- sono state iscritte in bilancio attività per imposte differite per un importo pari a 7,7 milioni relative ad interessi passivi indeducibili afferenti il business solare.
- non sono state iscritte in bilancio attività per imposte differite relative ad eccedenze di interessi passivi riportabili pari a circa 37,8 milioni riferiti al Gruppo ERG Wind, acquisito nel 2013. Si segnala che nel corso del primo semestre 2019 il Gruppo non ha utilizzato il beneficio fiscale non rilevato in precedenza.

Le motivazioni alla base della non iscrizione di tali attività per imposte differite sono riconducibili all'assenza di un piano fiscale specifico ed alle prospettive di evoluzione della struttura societaria del Gruppo ERG Wind anche in conseguenza delle operazioni di liability management che nel corso del semestre, ne hanno determinato una modifica nella struttura finanziaria.

Il Gruppo ritiene probabile la recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2019.

Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono stanziate 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 pari a 310.415 migliaia di Euro (288.637 al 31 dicembre 2018), sono stanziate principalmente sui plusvalori su aggregazioni aziendali ed ammortamenti fiscali eccedenti gli ammortamenti economico-tecnici.

NOTA 7 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti pari a 42.247 migliaia di Euro (42.890 al 31 dicembre 2018) sono relative principalmente:

- alla quota ancora da incassare (22 milioni) dei crediti per contributi L.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 15 - 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 - 14 Altri fondi](#);
- a crediti tributari relativi a crediti IVA (4,9 milioni);
- a quote di oneri differiti (0,6 milioni).

NOTA 8 - RIMANENZE

Le rimanenze di materie, pari a 22.412 migliaia di Euro (21.623 al 31 dicembre 2018), relative a parti di ricambio funzionali principalmente all'attività di manutenzione ordinaria degli impianti eolici e sull'impianto CCGT.

NOTA 9 - CREDITI COMMERCIALI

	30/06/2019	31/12/2018
Crediti verso clienti	135.144	123.989
Crediti per incentivi	149.111	131.560
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	2.279	3.105
Fondo svalutazione crediti	(7.812)	(7.654)
Totale	278.722	251.001

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 2018 è riferibile alla variazione dell'area di consolidamento.

Per informazioni relative ai crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente si rimanda alla [Nota 32 - Parti correlate](#).

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.

NOTA 10 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI

	30/06/2019	31/12/2018
Crediti tributari	89.432	83.726
Quote di oneri differiti	49.357	27.982
Crediti diversi	6.537	9.077
Totale	145.333	120.785

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

La variazione delle quote di oneri differiti rispetto al 31 dicembre 2018 si riferisce principalmente agli acquisti di CO₂ in eccedenza rispetto ai fabbisogni di periodo.

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 14 - Altri fondi](#).

NOTA 11 - PATRIMONIO NETTO ATTRIBUIBILE AI SOCI DELLA CONTROLLANTE

Capitale sociale

Il capitale sociale al 30 giugno 2019, 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 2018).

Alla data del 30 giugno 2019 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 2019 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.1.450.080 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 2018).

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 17 aprile 2019 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 17 aprile 2019, previa revoca per il periodo ancora mancante, della precedente autorizzazione all'acquisto ed all'alienazione di azioni proprie deliberata dall'Assemblea degli Azionisti il 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 (trenta milioni sessantaquattro mila) 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 17 aprile 2019, 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

Si riporta nella tabella seguente la composizione del patrimonio netto

	30/06/2019	31/12/2018
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	64.572	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	658.174	765.426
Altre riserve	661.347	530.238
Risultato d'esercizio	1.929	132.628
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.722.356	1.828.832
Partecipazioni di terzi	18.165	-
Patrimonio Netto	1.740.521	1.828.832

Dividendi

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2019 (111,6 milioni di Euro) e nel primo semestre 2018 (171,1 milioni di Euro) deliberati in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'anno precedente corrispondono rispettivamente a 0,75 Euro e 1,15 Euro (di cui 0,40 componente non ricorrente) per ciascuna delle azioni aventi diritto alla data di stacco cedola.

Informazioni integrative sul capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi alla data di redazione del presente documento. A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, i cui dati sono indicati alla [Nota 35 - Indicatori alternativi di performance](#).

NOTA 12 - 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
Andromeda	21,50%	18.165

NOTA 13 - BENEFICI AI DIPENDENTI

I fondi relativi al personale, pari a 5.554 migliaia di Euro (5.820 al 31 dicembre 2018), 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 2019, 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 14 - ALTRI FONDI

Altri fondi non correnti

	30/06/2019	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variatione area consolidamento	31/12/2018
Fondo oneri smantellamento	44.030	728	-	-	1.058	42.244
Fondo business dismessi	88.867	-	(294)	-	-	89.161
Fondo rischi fiscali non correnti	13.529	-	-	-	1.503	12.026
Fondo rischi istituzionali non correnti	273	-	(52)	-	-	325
Altri fondi rischi e oneri non correnti	4.821	3.900	-	-	782	139
Totale	151.519	4.628	(347)	-	3.343	143.894

Gli **Altri fondi non correnti**, pari a 151.519 migliaia di Euro (143.894 migliaia di Euro al 31 dicembre 2018) comprendono principalmente passività legate:

- ad oneri di ripristino del sito su cui operano i parchi eolici iscritti in contropartita a maggiori immobilizzazioni materiali;
- al fondo Business dismessi per il quale si rimanda a quanto commentato nella [Nota 20 - Passività potenziali e contenziosi](#).

Gli **incrementi** del periodo si riferiscono principalmente:

- alla rivalutazione finanziaria degli oneri di ripristino dei parchi eolici e solari ed in particolare al reversal dell'effetto attualizzazione. I tassi di attualizzazione utilizzati, a seconda del Paese di riferimento, sono inclusi nel range 1%-3,5%. Per gli altri fondi non si è proceduto all'attualizzazione in virtù dell'incertezza sulle tempistiche di utilizzo.
- a poste afferenti alla riorganizzazione aziendale

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.

Altri fondi correnti

	30/06/2019	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area consolidamento	31/12/2018
Fondo oneri per copertura perdite società partecipate	6.212	5	(420)	-	-	6.627
Fondo rischi fiscali correnti	5.999	360	(171)	-	-	5.810
Fondo rischi istituzionali correnti	24.476	150	(3)	-	-	24.329
Fondo rischi legali correnti	2.906	219	(2.045)	-	-	4.732
Altri fondi rischi e oneri correnti	3.107	80	(1.229)	-	177	4.081
TOTALE	42.700	814	(3.868)	-	177	45.580

Gli Altri fondi correnti al 30 giugno 2019 sono pari a 42.700 migliaia di Euro (45.580 migliaia di Euro al 31 dicembre 2018) e sono composti come segue.

- Il **fondo oneri per copertura perdite società partecipate** è relativo principalmente alla società controllata non consolidata integralmente ERG Petroleos, non più 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 (15,4 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** del periodo si riferiscono principalmente a contenziosi di natura fiscale.

I **decrementi** del periodo si riferiscono principalmente alla chiusura di contenziosi correlati ai progetti legati al business eolico.

Per gli altri fondi correnti non si è proceduto all'attualizzazione in virtù della classificazione degli stessi come passività correnti.

La **variazione dell'area di consolidamento** accoglie importi già commentati nel relativo paragrafo.

NOTA 15 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

	30/06/2019	31/12/2018
Corrispettivo acquisizione Gruppo Wind	9.821	9.821
Debiti per imposte pregresse da fusione società estere	18.594	18.594
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	1.898	1.971
Debiti verso il personale	-	-
Altre poste minori	4.391	4.030
Totale	34.703	34.417

NOTA 16 - DEBITI COMMERCIALI

	30/06/2019	31/12/2018
Debiti verso fornitori	73.924	92.258
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	72	36
Totale	73.996	92.294

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.

NOTA 17 – POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

	30/06/2019	31/12/2018
Mutui / Finanziamenti a medio-lungo termine	679.543	795.670
- quota corrente mutui e finanziamenti	(8.143)	(163.618)
Project Financing a medio-lungo termine	809.021	1.177.550
- quota corrente Project Financing	(107.472)	(146.164)
Prestito obbligazionario a medio-lungo termine	599.636	100.559
- quota corrente Prestito obbligazionario	(3.730)	(897)
Fair Value derivati di copertura su tassi di interesse	48.733	88.225
Debiti finanziari non correnti per acquisto di partecipazioni	18.465	16.884
Passività finanziarie non correnti	2.036.054	1.868.210
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	65.878	-
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	65.878	-
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA A MEDIO-LUNGO TERMINE	2.101.933	1.868.210
Mutui / Finanziamenti a breve termine	8.143	163.618
Project Financing a breve termine	107.472	146.164
Prestito obbligazionario a breve termine	3.730	897
Passività bancarie a breve	110.353	20.074
Altri debiti finanziari correnti	2.658	3.973
Passività finanziarie correnti	232.354	334.726
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	4.383	-
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	4.383	-
Crediti finanziari verso società partecipate	(8.490)	(8.490)
Altri crediti finanziari correnti	(23.092)	(41.200)
Attività finanziarie correnti	(31.582)	(49.690)
Depositi bancari	(435.718)	(611.389)
Denaro e valori in cassa	0	(7)
Depositi bancari correlati ai Project Financing	(138.759)	(162.797)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(574.477)	(774.193)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA A BREVE TERMINE	(369.320)	(489.158)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	1.732.612	1.379.053

La posizione finanziaria netta contabile e conforme rispetto ai requirements previsti dall'ESMA, risulta pari a 1.732.612 migliaia, in incremento di 354 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente a seguito dei seguenti impatti ed al

flusso di cassa del periodo al netto degli investimenti e delle variazioni puntuali del circolante:

- +281 milioni impatto complessivo delle operazioni descritte nella sezione [Variazione area di consolidamento](#);
- +112 milioni distribuzione di dividendi agli Azionisti;
- -110 milioni incasso di incentivi (tariffa incentivante Italia).

Posizione finanziaria netta a medio-lungo termine

Per un confronto tra i valori contabili e il relativo fair value si rimanda alla [Nota 35 – Strumenti Finanziari](#).

Mutui e finanziamenti a medio-lungo termine

I debiti per mutui e i finanziamenti, pari a 679,5 milioni di Euro (795,7 milioni al 31 dicembre 2018), sono riferibili a:

- 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 (61 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite ad inizio anno;
- due finanziamenti Environmental, Social e Governance a medio lungo termine ("ESG Loan") pari a 120 milioni con la Banca nazionale del Lavoro e 120 milioni con CACIB con l'obiettivo di supportare il piano di investimenti del Gruppo e di rifinanziare alcune linee di credito corporate.
- un corporate loan con Commerzbank (60 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata dei project financing di ERG Power S.r.l. e di 5 società tedesche controllate integralmente.

I finanziamenti sono esposti al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi (Euro 4 milioni al 30 giugno 2019) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti in accordo con quanto previsto dall'IFRS 9 riferita alla componente positiva di reddito generata in ambito di modifiche non sostanziali delle passività finanziarie per un valore complessivo di 3,5 milioni al 30 giugno 2019.

Le condizioni e i piani di rimborso dei mutui e finanziamenti a medio-lungo termine sono esposti qui di seguito:

Società	Forma tecnica	Valore contabile passività finanziaria	Valore nominale passività finanziaria	Valuta del finanziamento	Erogazione / Scadenza		Copertura
ERG S.p.A.	Corporate loan bilaterale	144.906	150.000	Euro	2016	2023	IRS: tasso fisso 0,2125%
ERG S.p.A.	Corporate loan bilaterale	100.074	100.000	Euro	2016	2021	IRS: tasso fisso -0,045%
ERG S.p.A.	Corporate loan bilaterale	74.718	75.000	Euro	2016	2021	IRS: tasso fisso -0,092%
ERG S.p.A.	Corporate loan	60.872	61.250	Euro	2018	2026	–
ERG S.p.A.	Environmental, Social and Governance Loan	119.570	120.000	Euro	2018	2023	IRS : tasso fisso 0,34%
ERG S.p.A.	Corporate loan	59.822	60.000	Euro	2019	2024	IRS : tasso fisso 0,0005%
ERG S.p.A.	Corporate loan	119.581	120.000	Euro	2019	2023	IRS : tasso fisso 0,34%
Totale mutui / finanziamenti		679.543	686.250				

Si rimanda alla [Nota 19](#) per un commento sui relativi eventuali Covenants e negative pledge.

Project Financing a medio-lungo termine

I debiti project financing, pari a 809 milioni di Euro (1.178 milioni al 31 dicembre 2018), sono riferibili a quanto esposto nella tabella seguente:

DEBITO FINANZIARIO ASSOCIATO								
Società	Forma tecnica	Valore netto contabile asset	Valore contabile passività finanziaria	Valore nominale passività finanziaria	Valuta del finanziamento	Erogazione	Scadenza	Copertura
ERG Eolica Adriatica	Project financing garantito	105.254	81.895	85.244	Euro	2009	2025	IRS: tasso fisso 4,176%
ERG Eolica Fossa del Lupo	Project financing garantito	92.038	63.791	67.628	Euro	2017	2027	IRS: tasso fisso 2,26%
ERG Eolica Campania	Project financing garantito	68.510	17.257	17.386	Euro	2009	2020	IRS: tasso fisso 4,37%
ERG Eolica Ginestra	Project financing garantito	51.234	23.576	24.268	Euro	2010	2025	IRS: tasso fisso 3,27%
ERG Eolica Amaroni	Project financing garantito	26.961	17.942	19.177	Euro	2017	2027	IRS: tasso fisso 1,68%
ERG Eolica Faeto	Project financing garantito	8.146	9.262	9.335	Euro	2007	2021	IRS tasso fisso 2,13%
Eoliennes du Vent Solaire	Project financing garantito	2.394	2.821	2.821	Euro	2011	2025	finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien les Mardeaux	Project financing garantito	1.785	820	825	Euro	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de Hetomesnil	Project financing garantito	1.696	321	325	Euro	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
Parc Eolien de Lihus	Project financing garantito	1.816	77	86	Euro	2005	2019	IRS: tasso fisso medio 5,77%
ERG Eolica Basilicata	Project financing garantito	33.021	26.975	29.733	Euro	2017	2027	IRS: tasso fisso 1,456%
EW Orneta 2 SP Z.O.O.	Project financing garantito	94.472	35.021	35.761	Zloty	2015	2029	IRS: tasso fisso 2,47% (wibor)
K & S Energy Food	Project financing garantito	41.908	12.661	12.902	Euro	2012/13	2022	IRS: tasso fisso 0,14%
ERG Wind France 1	Project financing garantito	37.806	19.290	19.899	Euro	2016	2025	IRS: tasso fisso -0,065%
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Project financing garantito	5.900	5.911	5.911	Euro	2013	2027	IRS: tasso fisso 2,025%
Parc Eolien de Garcelles Sacqueville S.a.s.	Project financing garantito	4.684	4.541	4.541	Euro	2007	2023	IRS: tasso fisso 3,75%
SAS SOCIÉTÉ DE EXPLOITATION DU P.E. DE LA SOUTERRAINE	Project financing garantito	5.428	5.916	5.916	Euro	2013	2028	IRS: tasso fisso 2,01%
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Project financing garantito	9.614	8.793	8.793	Euro	2014	2029	Finanziamento per il 40% a tasso fisso
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Project financing garantito	6.739	8.844	8.844	Euro	2009	2027	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Project financing garantito	13.753	11.235	11.436	Euro	2013	2030	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Project financing garantito	1.698	3.375	3.375	Euro	2006	2021	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Project financing garantito	17.411	19.971	20.924	Euro	2007	2028	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Chaude Vallée S.a.r.l.	Project financing garantito	9.326	10.570	10.570	Euro	2011	2027	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Project financing garantito	10.074	10.210	10.210	Euro	2012	2028	Finanziamento per l'86% a tasso fisso
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Project financing garantito	10.138	10.733	10.733	Euro	2012	2027	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Project financing garantito	10.002	10.073	10.073	Euro	2012	2028	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Project financing garantito	10.897	11.801	11.801	Euro	2014	2028	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Project financing garantito	9.366	10.045	10.045	Euro	2014	2028	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Project financing garantito	7.585	11.448	12.193	Euro	2014	2025	IRS: tasso fisso 0,949%
ERG Solar Holding S.r.l.	Project financing garantito	-	157.898	166.717	Euro	2016	2030	IRS: tasso fisso 0,75%
Isab Energy Solare (S.r.l.)	Project financing garantito	2.283	2.244	2.244	Euro	2011	2029	IRS: tasso fisso 2,81%
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.r.l.	Project financing garantito	18.844	21.024	21.990	Euro	2017	2034	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Project financing garantito	9.362	10.451	10.451	Euro	2015	2031	Finanziamento a tasso fisso
ERG Windpark Linda GmbH & Co. KG	Project financing garantito	26.036	23.914	24.104	Euro	2018	2038	Finanziamento a tasso fisso
Andromeda S.r.l.	Project financing garantito	124.406	138.301	138.641	Euro	2010	2028	Finanziamento a tasso fisso
TOTALE PROJECT FINANCING			809.021	834.934				

Si rimanda alla [Nota 19](#) per un commento sui relativi eventuali Covenants e negative pledge.

Al 30 giugno 2019 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing era del 1,92% (1,34% al 31 dicembre 2018). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Prestiti obbligazionari

Il debito per prestiti obbligazionari, pari 599,6 milioni al 30 giugno 2019 (100,6 al 31 dicembre 2018), include:

- la passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile effettuato nel mese di luglio 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;
- la passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario Green Bond non convertibile effettuato nei mesi di aprile 2019, destinato a finanziare o rifinanziare progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili, eolica e solare del Gruppo ERG. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo seguente [ERG colloca il suo primo Green Bond per 500 milioni di Euro](#).

Il debito per prestiti obbligazionari è esposto al netto dei costi di commissioni e altri oneri accessori per l'accensione degli stessi per un valore iniziale di 4,8 milioni. Tali costi sono stati rilevati negli oneri finanziari del 2019 secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 0,2 milioni.

[ERG colloca il suo primo Green Bond per 500 milioni di Euro](#).

In data [4 aprile 2019](#) ERG S.p.A. ha completato il collocamento di un prestito obbligazionario di importo pari ad Euro 500.000.000 della durata di 6 anni a tasso fisso, emesso nell'ambito del Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da Euro 1 miliardo (v. CS del 19/12/2018), come da ultimo modificato e integrato il 26 marzo 2019.

Il collocamento del prestito obbligazionario è avvenuto in seguito ad un roadshow di 4 giorni sulle principali piazze finanziarie europee (Milano, Amsterdam, Parigi, Londra e Francoforte), nel corso del quale il top management di ERG ha incontrato più di 100 investitori.

L'emissione ha assunto la forma del Green Bond, destinato a finanziare o rifinanziare progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili, eolica e solare del Gruppo ERG.

Il prestito obbligazionario è rivolto esclusivamente a investitori istituzionali dell'Euromercato. L'emissione ha avuto ampio successo, ricevendo richieste pari a oltre 6 volte l'ammontare delle obbligazioni offerte, da parte di investitori di primario standing e rappresentativi di numerose aree geografiche, significativa la partecipazione di investitori green e sostenibili.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, pagano una cedola lorda annua al tasso fisso dell'1,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari al 99,674% del valore nominale.

La data di regolamento è stata fissata per il giorno 11 aprile 2019. Da tale data le obbligazioni saranno quotate presso il mercato regolamentato della Borsa di Lussemburgo.

Fitch Ratings ha attribuito all'emissione un rating pari a BBB-.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG s'inquadra nella strategia che prevede la progressiva evoluzione della struttura finanziaria del Gruppo da Project a Corporate Financing, coerentemente con il cambiamento prospettico dell'industry e con lo sviluppo atteso del portafoglio di generazione.

L'operazione di collocamento è stata curata da Banca IMI, Barclays, BNP Paribas, Crédit Agricole Corporate and Investment Bank, Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A. e UniCredit in qualità di Joint Bookrunner e da ING in qualità di Co-Lead manager.

Le condizioni e i piani di rimborso dei prestiti obbligazionari sono esposti qui di seguito:

Società	Forma tecnica	Valore contabile passività finanziaria	Valore nominale passività finanziaria	Valuta del finanziamento			Copertura
				Erogazione	Scadenza		
ERG S.p.A.	Prestito obbligazionario	101.710	100.000	Euro	2017	2023	Finanziamento a tasso fisso
ERG S.p.A.	Prestito obbligazionario	497.925	500.000	Euro	2019	2025	Finanziamento a tasso fisso
TOTALE PRESITITO OBBLIGAZIONARIO		599.636	600.000				

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 4,2 milioni di interessi maturati nel periodo.

Fair value derivati di copertura su tassi di interesse

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 48,7 milioni di Euro (88,2 milioni al 31 dicembre 2018) di cui si fornisce qui di seguito il dettaglio:

(Migliaia di Euro)	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30/6/2019	31/12/2018
ERG Wind Investments Ltd. ⁽¹⁾	IntesaSanpaolo	IRS	-	-	(29.310)
ERG Wind Investments Ltd. ⁽¹⁾	IntesaSanpaolo	IRS	-	-	(21.945)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15/06/22	(3.872)	(4.438)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	ING	IRS	15/06/22	(3.909)	(4.483)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	15/06/22	(3.872)	(4.438)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	30/06/25	(287)	(82)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/25	(113)	(32)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(287)	(82)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	ING	IRS	31/12/25	(1.785)	(1.678)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Crédit Agricole	IRS	31/12/25	(1.535)	(1.443)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Centrobanca	IRS	31/12/25	(1.178)	(1.107)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(347)	(120)
ERG Eolica Campania S.p.A.	Unicredit	IRS	31/05/20	(222)	(350)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(762)	(769)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Centrobanca	IRS	30/06/25	(762)	(769)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(762)	(769)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	ING	IRS	31/12/26	(577)	(479)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/26	(577)	(479)
ERG Eolica Amaroni S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(29)	(9)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Banco popolare	IRS	31/12/21	(145)	(180)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Unicredit	IRS	31/12/21	(145)	(180)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(6)	(16)
Parc Eolien les Mardeaux S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(6)	(17)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(5)	(15)
Parc Eolien de Hetomesnil S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(5)	(16)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(5)	(15)
Parc Eolien de Lihus S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(6)	(16)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(6)	(16)
Parc Eolien de la Bruyere S.a.s.	HSH	IRS	30/12/19	(6)	(17)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	BNP Paribas BNL	IRS	30/06/31	(945)	(710)
ERG Eolica Basilicata S.r.l.	Credit Agricole	IRS	30/06/31	(945)	(710)
EW Orneta 2 SP Z.O.O.	ING	IRS	31/12/29	(364)	(120)
EW Orneta 2 SP Z.O.O.	Pekao Bank	IRS	31/12/29	(364)	(120)
ERG Power S.r.l. ⁽²⁾	BNP Paribas BNL	IRS	-	-	(646)
ERG Power S.r.l. ⁽²⁾	IntesaSanpaolo	IRS	-	-	(646)
ERG Power S.r.l. ⁽²⁾	Credit Agricole	IRS	-	-	(518)
ERG Power S.r.l. ⁽²⁾	Santander	IRS	-	-	(103)
ERG Power S.r.l. ⁽²⁾	Centrobanca	IRS	-	-	(103)

segue

(Migliaia di Euro)	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30/6/2019	31/12/2018
ERG Power S.r.l. (2)	ING	IRS	-	-	(103)
ERG S.p.A. (3)	ING	IRS	-	-	(263)
ERG S.p.A. (3)	BNP Paribas BNL	IRS	-	-	(256)
ERG S.p.A. (3)	UniCredit	IRS	-	-	(265)
ERG S.p.A. (3)	Barclays	IRS	-	-	(253)
ERG S.p.A. (3)	IntesaSanpaolo	IRS	-	-	(264)
ERG S.p.A. (3)	Credit Agricole	IRS	-	-	(268)
ERG S.p.A. (3)	Natixis	IRS	-	-	(265)
ERG S.p.A.	UBI Banca	IRS	26/02/21	(577)	(284)
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	30/06/23	(5.056)	(2.475)
ERG S.p.A.	Unicredit	IRS	31/01/22	(771)	(199)
ERG S.p.A.	CACIB	IRS	19/11/23	(3.686)	(914)
ERG S.p.A.	BNL	IRS	19/11/23	(3.686)	(914)
ERG S.p.A.	Commerzbank	IRS	02/05/24	(936)	-
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Credit Cooperatif	IRS	02/08/27	(236)	(206)
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Credit Cooperatif	IRS	30/07/27	(239)	(209)
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Nord LB	IRS	30/06/23	(342)	(394)
SAS Società de exploitation du P.E. de la Souterraine	Credit Cooperatif	IRS	29/12/28	(651)	(530)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Natixis	IRS	01/07/29	(435)	(350)
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Saar	IRS	31/12/24	(257)	(205)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/29	(458)	(328)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/30	(206)	(111)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Nord LB	IRS	31/12/25	(541)	(407)
ERG Solar Holding S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	30/06/30	(1.434)	(319)
ERG Solar Holding S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/30	(1.437)	(320)
ERG Solar Holding S.r.l.	UniCredit	IRS	30/06/30	(1.696)	(378)
ERG Solar Holding S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	30/06/30	(357)	(148)
ERG Solar Holding S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/30	(358)	(148)
ERG Solar Holding S.r.l.	UniCredit	IRS	30/06/30	(422)	(175)
ISAB Energy Solare S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	30/06/29	(369)	(319)
ERG Wind France 1 S.a.s. (4)	HypoVereinsbank	IRS	30/09/23	(51)	-
ERG Wind France 1 S.a.s. (4)	UBI Banca	IRS	30/09/23	(51)	-
Windpark Linda GmbH & Co. KG	HSH Nordbank AG	IRS	31/12/38	(637)	-
K&S Energy EOOD	Raiffeisen Bank	IRS	31/12/22	(15)	-
Totale				(48.733)	(88.225)

(1)(2)(3) lo strumento finanziario derivato   stato rimborsato anticipatamente in conseguenza del rimborso del relativo project financing.
(4) il saldo al 31 dicembre 2018 dello strumento derivato in oggetto era positivo e classificato nelle attivit  finanziarie.

Debiti finanziari non correnti per acquisto di partecipazioni

La voce accoglie debiti finanziari non correnti per acquisizioni all'estero di societ  operanti nel business eolico.

Passivit  finanziarie non correnti per beni in leasing

Passivit  finanziarie a medio lungo termine sorte a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 16. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato al paragrafo IFRS 16 - Leases

Posizione finanziaria netta a breve termine

Passivit  bancarie a breve

Di seguito sono espone le principali informazioni relative alle "Passivit  bancarie a breve":

- gli importi delle linee di credito a breve utilizzate al 30 giugno 2019 sono pari al 21% del totale degli importi accordati (14% al 31 dicembre 2018);
- l'utilizzo medio nel corso del periodo delle linee di credito a breve   stato pari al 14% del totale degli importi accordati (15% al 31 dicembre 2018);

Tali linee sono a revoca e non supportate da garanzie.

Altri debiti finanziari correnti

Gli altri debiti finanziari correnti si riferiscono:

- ad acquisizioni all'estero di società operanti nel business eolico (2 milioni)
- al fair value di strumenti finanziari a copertura del prezzo dell'energia elettrica (0,6 milioni)

Passività finanziarie correnti per beni in leasing

Passività finanziarie a breve termine sorte a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 16. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto indicato al paragrafo [IFRS 16 - Leasing](#)

Crediti finanziari verso società partecipate

Si riferiscono al credito finanziario verso la società controllata non consolidata integralmente ERG Petroleos S.A.

Altri crediti finanziari correnti

Accolgono principalmente i crediti verso ECC – European Commodity Clearing, relativi al margine a garanzia dei contratti futures stipulati (16 milioni) oltreché ratei attivi finanziari su conti deposito (4,7 milioni)

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La voce è costituita dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo e dalle operazioni di cessione di asset 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 e solari 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 19 – Covenants e Negative Pledge.

Non è necessaria una riconciliazione con le disponibilità liquide presentate nel rendiconto finanziario, in quanto il valore è il medesimo.

Riconciliazione tra Posizione Finanziaria Netta e Indebitamento finanziario netto

Si riporta nella tabella seguente la riconciliazione tra la posizione finanziaria netta e l'indebitamento finanziario netto riportato in [Relazione sulla Gestione](#):

	30/06/2019	31/12/2018
Posizione Finanziaria Netta	1.732.612	1.379.053
Credito verso api	-	(36.054)
Esclusione impatto IFRS 16	(70.261)	
Indebitamento Finanziario Netto Relazione sulla Gestione	1.662.351	1.342.999

NOTA 18 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

	30/06/2019	31/12/2018
Debiti verso erario	43.116	25.505
Debiti verso il personale	7.198	7.222
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	4.032	5.013
Debiti per Consolidato Fiscale verso TotalErg S.p.A.	-	6.244
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	1.283	257
Debiti per fair value strumenti derivati non finanziari	14.306	1.653
Altre passività correnti	14.742	9.606
Totale	84.678	55.501

I debiti verso erario sono relativi al debito per saldo imposte 2018, pagato a luglio 2019, alla stima delle imposte sul reddito di competenza del periodo ed al debito per IVA da versare.

Si segnala che nel mese di luglio 2019 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'Erario per circa 25,4 milioni di Euro a titolo di saldo 2018 e acconto 2019.

NOTA 19 - COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2019 si segnalano le seguenti novità rispetto a quanto segnalato nella [Nota 19](#) del Bilancio Consolidato 2018:

Corporate acquisition loan ERG S.p.A.

La Società ERG S.p.A. ha in essere i seguenti nuovi corporate loan:

- Loan Facility Agreement di 120 milioni con BNP stipulato il 19 novembre 2018;
- Loan Facility Agreement di 120 milioni con Credit Agricole stipulato il 19 novembre 2018;
- Loan Facility Agreement di 60 milioni con Commerzbank stipulato il 19 marzo 2019.

Tali finanziamenti non hanno dei veri e propri covenant finanziari legati alla risoluzione del contratto, ma prevedono un rialzo dei tassi di interesse (20bps-120bps) in caso di downgrading del rating della Società.

I contratti, prevedono inoltre un Negative pledge standard per contratti di finanziamento di tipo analogo, con il divieto di costituire assets a garanzia di eventuali altri terzi finanziatori.

Il giorno 6 febbraio è stato oggetto di rimborso il acquisition corporate loan sindacato stipulato il 7 agosto 2015 con un pool di sette banche coordinato dalla banca agente Banca IMI S.p.A. (UniCredit, IntesaSanpaolo, Bnp Paribas, Credit Agricole, Ing , Natixis, Barclays) per un importo residuo di 291 milioni di Euro.

Project Financing di ERG Power S.r.l.

Si segnala che in riferimento al project financing di ERG Power S.r.l. la società ha estinto il 6 maggio 2019 il debito residuo ammontante a 49,6 milioni di Euro e le coperture swap utilizzando la cassa disponibile e ricorrendo ad un finanziamento con ERG S.p.A. di circa 95 milioni di Euro al fine di ottimizzare oneri finanziari e di gestione del project stesso. Si ricorda che il finanziamento, sottoscritto nell'anno 2010, prevedeva una linea base pari a 330 milioni di Euro. Il piano di ammortamento prevedeva l'ultima scadenza al 31 dicembre 2021.

Project Financing di ERG Wind Investments Ltd.

Si segnala, a seguito dell'emissione del bond da 500 milioni di Euro da parte di ERG S.p.A., per il quale si rimanda al paragrafo **ERG colloca il suo primo Green Bond per 500 milioni di Euro**, l'estinzione in data 24 aprile 2019 del project financing di ERG Wind Investments Ltd. per l'importo residuo pari a 461,2 milioni di Euro. La suddetta estinzione ha permesso di liberare il progetto da vincoli di project financing rendendolo svincolato per future iniziative di business e consentendo una più costante risalita della liquidità generata dallo stesso.

Si ricorda che il finanziamento, sottoscritto nel 2008, prevedeva una linea base pari a 1.125 milioni di Euro con scadenza al 31 dicembre 2022.

Project Financing ex DIF companies

Si segnala con riferimento alle società ex DIF (ERG Wind Ober Kostenz GmbH; ERG Wind Welchweiler GmbH; ERG Wind Hermersberg GmbH; ERG Wind Waldfischbach-Burgalben GmbH; ERG Wind Weselberg GmbH) la chiusura del project financing in data 7 Giugno 2019 ammontante a 8,2 milioni di Euro. L'estinzione di tale finanziamento ha permesso di liberare la società dai vincoli del project financing consentendo una più rapida risalita della cassa su base mensile, grazie anche alla possibilità di introduzione di un meccanismo di cash concentration con ERG Windpark Beteiligungs GmbH.

Finanziamenti sottoscritti da Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG con DKB Deutsche Kreditbank in data 27 ottobre 2007 e 9 novembre 2006, con scadenza 31 dicembre 2025

Non è previsto il calcolo di uno specifico covenant finanziario.

I negative pledges in essere sono quelli tipici dei Project Financing e riguardano le quote delle società, i suoi beni e i conti correnti.

Non essendo previsto il calcolo di un covenant finanziario specifico, l'unica condizione per poter procedere alla distribuzione è che il conto della DSRA - Debit Service Reserve Account - sia stato pienamente costituito.

Si segnala la chiusura in data 29 marzo 2019 di parte del finanziamento per un totale pari a 2,5 milioni sostituite, nella stessa data, da una nuova linea da 6 milioni con un tasso pari a 1,850% e nuova scadenza 31 dicembre 2028

Project Financing Andromeda

Si segnala l'acquisizione in data 12 febbraio 2019 della società Andromeda controllata al 100% da Perseo.

Il finanziamento legato a tale progetto è stato erogata nell'anno 2010 per una linea base pari a Euro 195.200.000,00 divisa in due tranches, di pari importo, con tasso 7,47% e 4,84% e con ultima scadenza in data 30 novembre 2028.

I principali covenants finanziari previsti per il suddetto Project Financing sono l'Historical Annual DSCR e il Projected Annual DSCR. Entrambi i parametri devono essere inferiori a 1.10x. Il mancato rispetto del valore minimo del DSCR rappresenta un evento di default del finanziamento.

NOTA 20 - PASSIVITÀ POTENZIALI E CONTENZIOSI

ERG è parte in procedimenti civili, amministrativi e fiscali e in azioni legali inerenti il normale svolgimento delle proprie attività.

Fondo Business dismessi

Ad inizio 2018 il Gruppo ha concluso il proprio percorso di trasformazione industriale, avviato negli esercizi precedenti, che ha determinato l'uscita definitiva dai business **OIL**.

Tale percorso si è sostanziato in due passaggi fondamentali:

- la cessione dell'ultima quota detenuta in ISAB S.r.l., in data 30 dicembre 2013, che ha segnato l'uscita dal business della **Raffinazione costiera**;
- la cessione della propria quota in TotalErg S.p.A., in data 10 gennaio 2018, che ha determinato l'uscita dal business del **Downstream integrato**.

Nonostante il Gruppo ERG non risulti quindi più un operatore attivo nel settore petrolifero, rimangono ancora in essere alcune passività legate alla precedente attività industriale e non ancora definite compiutamente.

A tal fine si ricorda che in occasione della redazione del Bilancio 2013, in considerazione dell'alea insita nei contenziosi anche tributari, della complessità dei rapporti di sito di Priolo 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 c.d. "Fondo Sito di Priolo" pari a 91 milioni.

In linea con le considerazioni formulate per la cessione dell'ultima quota di ISAB S.r.l., anche per la più recente vendita delle quote nell'ambito dell'operazione TotalErg, il Gruppo ha proceduto nel 2018 a stanziare un fondo a copertura delle garanzie rilasciate a favore dell'acquirente.

Ad oggi risultano inoltre iscritte in Bilancio passività varie riconducibili ad obbligazioni legate alla precedente operatività OIL, per un valore complessivo di circa 2 milioni.

In occasione del Bilancio Consolidato 2018, ai fini di una più chiara ed unitaria rappresentazione delle tematiche sopra esposte, la Direzione aziendale ha proceduto ad aggregare le commentate passività in un unico fondo denominato "Fondo Business dismessi" considerando che tali stanziamenti, sebbene siano nati da contesti diversi (tributario, ambientale e legale) e in momenti diversi, presentano di fatto la medesima natura in quanto legati tutti ad attività dismesse e fuori dall'operatività ordinaria.

Il fondo, così determinato, al 30 giugno 2019 risulta pari a 89 milioni di Euro (89 milioni di Euro al 31 dicembre 2018) ed è indicato tra le Passività non correnti.

Di seguito si riepilogano le principali tematiche sottostanti lo stanziamento:

- 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.

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. L'udienza per la discussione del merito del ricorso si è tenuta il 21 novembre 2018 e si è in attesa della decisione della Corte di Cassazione. 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 sono scadute a dicembre 2018; e (c) nel caso di incerta identificazione del periodo cui si riferisce il potenziale danno si applica un decalage che si è concluso a fine 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%), mentre oltre tale importo ERG si farà carico integralmente degli eventuali oneri ulteriori.

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. ed 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 (si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza di discussione). 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 alla cessione di **TotalErg** ed in particolare alle garanzie concesse all'acquirente su passività potenziali pregresse (retained matters), si è proceduto alla miglior stima dell'onere sulla base delle informazioni disponibili al management e tenuto conto dell'ampiezza del numero degli elementi sottostanti e di tutti i possibili risultati delle relative tematiche.

Infine il fondo accoglie stanziamenti relativi a tematiche minori di importo non significativo legate principalmente a rapporti di natura commerciale non ancora definiti.

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 analisi delle tematiche sopra descritte, confermando la congruità delle valutazioni sottostanti.

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.

L'Agenzia delle Entrate non ha proposto ricorso in Cassazione, pertanto la sentenza favorevole è passata in giudicato.

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.

In data 22 novembre 2018 la Commissione Tributaria Regionale di Milano ha accolto l'appello presentato dalla società.

L'Agenzia delle Entrate potrà proporre ricorso in Cassazione nei 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.

In data 20 novembre 2018 la Commissione Tributaria Regionale di Roma ha rigettato l'appello proposto dalla società (fatta eccezione per l'IRAP).

Avverso tale sentenza la Società ha proposto ricorso per Cassazione il 20 maggio 2019.

Il 17 maggio 2018 si è svolta l'udienza di merito dinanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma per i rilievi IRES, Robin Tax, IRAP ed IVA per l'anno d'imposta 2010 (contenzioso relativo alla TotalErg S.p.A.). Con sentenza n. 4129/19 del 22 marzo 2019, la CTP di Roma ha rigettato il ricorso della Società. Sarà proposto appello nei termini di legge.

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 S.A. quali c.d. Retained Matters, inclusi nella valutazione del Fondo Business dismessi).

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 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 17 luglio 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 ed è stato iscritto fra i crediti vantati dalla società nei confronti dell'Erario.

Il giorno 7 dicembre 2018 ha avuto luogo l'incontro tra il c.t.Uf5 dott. Truglio e le parti in contenzioso per la conclusione dell'attività peritale.

In data 6 maggio 2019 il c.t.u. dott. comm. Sebastiano Truglio da Catania ha trasmesso alle parti la bozza di relazione di stima in cui è stato rappresentato un valore negativo dell'azienda ceduta, quindi un valore inferiore a quello dichiarato dalla Società.

In data 12 giugno 2019 il c.t.u. ha depositato la propria relazione di stima presso la Commissione Tributaria Regionale di Siracusa, rispondendo altresì puntualmente alle osservazioni presentate dall'Agenzia delle Entrate.

Nel corso dell'udienza di merito del 17 giugno 2019 la Commissione Tributaria Regionale di Siracusa ha disposto il rinvio del dibattimento al 15 ottobre 2019 per consentire alle Parti ed ai commissari un'approfondita analisi della menzionata relazione di stima.

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.

Con sentenza depositata il 26 ottobre 2018 la Commissione Tributaria Regionale della Liguria ha rigettato l'appello proposto dalla Direzione Provinciale di Genova dell'Agenzia delle Entrate e ha confermato la sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Genova, favorevole alla ERG Eolica Ginestra S.r.l.

La Direzione Provinciale di Genova dell'Agenzia delle Entrate potrà proporre ricorso in Cassazione.

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 e l'esame della relazione peritale ha avuto inizio il 1 febbraio 2019 ed è stata poi rinviata all'udienza del 4 ottobre 2019.

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). All'udienza del 23 ottobre 2018 il Giudice Civile, rilevando la pregiudizialità del procedimento

instaurato con il ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, ha disposto la sospensione delle cause civili in attesa della definizione del giudizio amministrativo.

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 2018. Auspicabilmente, i ricorsi straordinari saranno quindi decisi nell'anno 2019.

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 14 - 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 rilievi (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 periodi 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.

In data 19 dicembre 2018 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione Tributaria Regionale di Roma. Con sentenza depositata in data 11 marzo 2019, la Commissione Tributaria Regionale di Roma ha rigettato l'appello proposto dall'Agenzia delle Entrate. L'Agenzia delle Entrate potrà proporre ricorso in Cassazione nei termini di legge.

Ritenute sui differenziali IRS periodo d'imposta 2011: in data 8 novembre 2016 ERG Wind Investments 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.

In data 27 settembre 2017 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione Tributaria competente.

In data 11 settembre 2018 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha accolto il ricorso presentato dalla società.

In data 18 settembre 2018 la società ha presentato istanza di sgravio del ruolo e istanza di rimborso delle somme versate a titolo di riscossione in pendenza di giudizio (pagate 14 rate mensili per 0,2 milioni). In data 11 novembre 2018 la società ha avuto notizia dello sgravio emesso dall'Agenzia delle Entrate delle somme iscritte a ruolo. In data 7 gennaio 2019 il concessionario della riscossione ha rimborsato le somme versate a titolo di riscossione in pendenza di giudizio. In data 29 ottobre 2018 l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello alla Commissione Tributaria Regionale competente e siamo in attesa di fissazione dell'udienza.

Ritenute sui differenziali IRS periodo d'imposta 2012: 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 20/10/2017 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 in data 21 agosto 2018 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha accolto il ricorso presentato dalla società.

In data 29 ottobre 2018 l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello alla Commissione Tributaria Regionale competente e siamo in attesa di fissazione dell'udienza.

Ritenute sui differenziali IRS periodo d'imposta 2013: in data 1° ottobre 2018 ERG Wind Investments Limited ha ricevuto avviso di accertamento per il periodo d'imposta 2013 per presunta mancata applicazione di ritenute sui differenziali IRS corrisposti a controparti estere per 2,4 milioni, oltre sanzione per 2,7 milioni ed interessi al 01/10/2018 per 0,4 milioni.

In data 15 novembre 2018 è stato proposto ricorso ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione.

In data 21 marzo 2019 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione Tributaria competente e in data 17 luglio 2019 la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha accolto il ricorso presentato dalla società.

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"¹⁵ 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).

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 di riorganizzazione 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

¹⁵ Engie riconosce formalmente la propria responsabilità in base al citato Share and Purchase Agreement.

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.

In data 18 ottobre 2018 si è tenuta l'udienza di merito presso la Commissione Tributaria Regionale di Roma.

Con sentenza depositata il 6 dicembre 2018, la Commissione Tributaria Regionale di Roma (CTR) ha rigettato l'appello proposto dalla società.

In data 13 marzo 2019 ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. ha presentato ricorso in Cassazione e siamo in attesa della fissazione dell'udienza.

In data 4 settembre 2018 Agenzia delle Entrate-Riscossione ha notificato alla società la Cartella di Pagamento recante l'iscrizione a ruolo dei 2/3 dell'imposta di registro, sanzioni e interessi - per complessivi 14,6 milioni - a seguito della sentenza sfavorevole di primo grado.

Contro la citata Cartella di Pagamento la società, ritenendo l'atto affetto da un vizio di forma, ha proposto ricorso ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione.

In data 12 ottobre 2018 il Presidente della Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione, previo rilascio di una fideiussione bancaria. Nell'udienza del 4 dicembre 2018 è stata confermata la sospensione giudiziale della riscossione fino alla data di pubblicazione della sentenza di primo grado. L'udienza di merito si è svolta il 5 febbraio 2019.

Con sentenza depositata il 14 marzo 2019, la Commissione Tributaria Provinciale di Genova (CTP) ha rigettato il ricorso proposto dalla società.

A tale riguardo, si evidenzia che la Legge di Bilancio 2019 (Legge 30 dicembre 2018, n. 145) ha chiarito che l'articolo 1, comma 87, lettera a), della Legge 27 dicembre 2017, n. 205 (Legge di Bilancio 2018), costituisce interpretazione au-

tentica (quindi con efficacia retroattiva) dell'articolo 20, comma 1, del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 aprile 1986, n. 131. Ne segue che la tesi della riqualificazione dell'operazione di cessione d'azienda ai fini dell'imposta di registro, confermata nel primo e nel secondo grado di giudizio – pur non applicabile, ad avviso della società, al caso di specie – dovrà essere disattesa da parte del giudice di legittimità.

Alla luce delle modifiche normative sopra citate, in data 15 marzo 2019 la ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. ha presentato all'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale III di Roma istanza di annullamento in autotutela dell'avviso di liquidazione dell'imposta di registro ed irrogazione di sanzioni, previa sospensione amministrativa della procedura di riscossione.

In data 12 aprile 2019 l'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale III di Roma ha trasmesso alla ERG Wind Holdings (Italy) S.r.l. il provvedimento di sospensione amministrativa (con data decorrenza 15 marzo 2019) della cartella di pagamento recante l'iscrizione a ruolo dei 2/3 dell'imposta di registro, sanzioni e interessi - per complessivi 14,6 milioni. La Società ha altresì presentato in data 3 maggio 2019, alla Commissione Tributaria Regionale di Roma, istanza di sospensione giudiziale dell'esecutività della sentenza di secondo grado della stessa CTR di Roma depositata il 6 dicembre 2018. In data 11 luglio 2019 la CTR di Roma ha disposto la sospensione giudiziale della riscossione sino alla sentenza della Cassazione.

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 sosteni-

bile 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 l'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.

In data 7 novembre 2018 è stata depositata la sentenza n. 1256/6/18 del 14 marzo 2018 con cui la Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha rigettato il ricorso proposto dal ERG Power Generation S.p.A.

In data 15 gennaio 2019 la società ha presentato appello ed istanza di sospensione giudiziale della riscossione.

In data 26 febbraio 2019 ERG Power Generation S.p.A. ha ricevuto – a seguito del giudizio di primo grado – una cartella di pagamento recante l'iscrizione a ruolo di circa 41,8 milioni di Euro (importo inclusivo di imposta, sanzioni, interessi ed aggi di riscossione).

In data 21 marzo 2019 la Commissione Tributaria Regionale ha disposto la sospensione della riscossione dell'importo iscritto a ruolo in seguito alla presentazione di apposita istanza da parte della Società.

In data 31 maggio 2019 è stata discusso il giudizio di appello.

In data 5 luglio è stata depositata la sentenza della Commissione Tributaria Regionale favorevole alla società. L'Agenzia delle Entrate potrà presentare ricorso in Cassazione nei termini di legge.

Si ricorda infine che la Legge di Bilancio 2019 (Legge 30 dicembre 2018, n. 145) ha chiarito che l'articolo 1, comma 87, lettera a), della Legge 27 dicembre 2017, n. 205 (Legge di Bilancio 2018), costituisce interpretazione autentica (quindi con efficacia retroattiva) dell'articolo 20, comma 1, del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 aprile 1986, n. 131. Ne segue che la tesi della riqualificazione dell'operazione di cessione d'azienda ai fini dell'imposta di registro, confermata nel primo grado di giudizio – pur non applicabile, ad avviso della società, al caso di specie – dovrà essere disattesa da parte del giudice di secondo grado.

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.

ANALISI DEL CONTO ECONOMICO

NOTA 21 - RICAVI

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Vendite	525.724	508.629
Prestazioni	4.714	4.138
Totale	530.438	512.767

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

- dalle vendite di **energia elettrica** prodotta da impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e 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 92,11 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 2018.

Per 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. 2019	1° sem. 2018
Vendite a terzi	520.853	502.849
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	4.871	5.780
Totale	525.724	508.629

Nelle vendite a terzi sono compresi 142 milioni di corrispettivi a titolo di tariffa incentivante percepiti dalle società operanti in Italia nei settori eolico, solare e idroelettrico.

Si precisa che un singolo cliente ha ricavi superiori al 10% dei ricavi complessivi del Gruppo.

Qui di seguito si presenta la disaggregazione dei ricavi suddivisi per tipologia e settore operativo:

(Milioni di Euro)	Eolico	Termoelettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	80	125	37	6	-	247
Energia clienti finali	-	28	-	-	-	28
Trasporto e dispacciamenti terzi	-	3	-	-	-	3
Vapore - Gas e altre utilities	-	32	-	-	-	32
Tariffa incentivante - Feed in Tariff - GO	142	-	23	31	-	196
Certificati Bianchi	-	13	-	-	-	13
Certificati Verdi estero	6	-	-	-	-	6
Totale Ricavi di vendita	228	200	60	37	-	526
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	-	5	-	-	-	5
Totale Ricavi per prestazioni	-	5	-	-	-	5
Totale Ricavi	228	205	60	37	-	530

Si presenta qui di seguito il dettaglio dei ricavi suddivisi per settore operativo e per area geografica:

(Milioni di Euro)	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Eolico	228	207
Termoelettrico	205	187
Idroelettrico	60	100
Solare	37	19
Corporate	0	0
Totale	530	513

(Milioni di Euro)	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Italia	451	452
Francia	34	26
Germania	20	17
Polonia	9	6
Bulgaria	7	7
Romania	8	5
Uk	-	-
Totale	530	513

Si ricorda che la tempistica di incasso dei crediti correlati ai ricavi dipende dalla tipologia di ricavo. I crediti per energia venduta al mercato presentano tempistiche medie di realizzo inferiori ai tre mesi, per i contratti ai clienti finali e per i ricavi di trasporto le tempistiche variano in base alla controparte.

L'incasso dei crediti correlati ai ricavi da tariffa incentivante avviene mediamente entro sei mesi dalla data di maturazione del corrispettivo mentre i "certificati bianchi" vengono incassati generalmente entro l'esercizio successivo.

NOTA 22 - ALTRI PROVENTI

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Indennizzi	1.026	308
Recuperi di spese	174	173
Plusvalenze da alienazioni	-	2
Sopravvenienze attive	2.336	9.232
Proventi per sottensioni idroelettrico	1.095	1.095
Proventi per rivendita capacità di trasmissione elettrica	41	2.174
Riaddebiti a TotalErg	-	-
Altri proventi	1.661	188
totale	6.333	13.171

Si segnala che la voce comprende principalmente riaddebiti minori verso terzi, contributi in conto esercizio e i riaddebiti a società del Gruppo non consolidate integralmente.

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

NOTA 23 - COSTI PER ACQUISTI

Il valore del primo semestre 2019 ammonta a 147 milioni di Euro (140 milioni nel primo semestre 2018) ed è relativo principalmente all'acquisto di energia elettrica dal GME e di gas da Eni, Edison e Gazprom.

Si segnala che nei costi per acquisti è incluso l'impatto netto negativo pari a 14 milioni di Euro degli strumenti derivati di copertura su commodities.

NOTA 24 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Costi per servizi	64.732	56.649
Affitti passivi, canoni e noleggi	13.101	15.488
Svalutazioni dei crediti	51	23
Accantonamenti per rischi ed oneri	4.639	2.382
Imposte e tasse	6.309	5.376
Altri costi di gestione	2.337	2.333
Totale	91.168	82.251

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

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	3.559	5.068
Manutenzioni e riparazioni	15.914	14.782
Utenze e somministrazioni	2.478	2.020
Assicurazioni	4.673	4.515
Consulenze	12.670	5.824
Pubblicità e promozioni	576	659
Emolumenti Amministratori	4.100	3.758
Emolumenti Sindaci	425	376
Prestazioni da gestore di rete	992	930
Costi per servizi da Priolo Servizi S.C.p.A.	4.319	4.898
Altri servizi	15.026	13.819
Totale	64.732	56.649

- I **costi commerciali, di distribuzione e trasporto** si riferiscono ad oneri accessori alla distribuzione di energia elettrica.
- Le **manutenzioni e riparazioni** comprendono principalmente le spese di manutenzione ordinaria degli impianti di produzione di energia elettrica.
- Gli **emolumenti Amministratori** comprendono i relativi contributi, spese e la quota del costo di competenza del Piano di incentivazione di lungo termine 2018-2020. 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.
- Gli **altri servizi** riguardano 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.

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 25 - COSTI DEL LAVORO

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Salari e stipendi	22.609	21.494
Oneri sociali	6.478	6.058
Trattamento di fine rapporto	1.414	1.352
Altri costi del personale	3.601	1.707
Totale	34.101	30.611

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 2019 rappresen-

tativo del fair value di tali strumenti.

Il costo per il trattamento di fine rapporto è relativo principalmente alla porzione di beneficio relativo ai Piani di contribuzione definita. Il costo include anche i contributi versati a piani a contribuzione definita a favore dei dirigenti con responsabilità strategiche, per il dettaglio dei quali si rimanda alla sezione delle Parti Correlate.

Gli altri costi includono le indennità supplementari di fine rapporto.

La voce risulta in crescita a seguito dell'incremento dell'organico del Gruppo ERG, la cui composizione viene mostrata di seguito (unità medie del periodo):

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Dirigenti	39	35
Quadri	186	176
Impiegati	344	334
Operai - Intermedi	181	177
Totale	751	722

Al 30 giugno 2019 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 761 unità.

NOTA 26 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	30.690	27.483
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	114.595	107.683
Ammortamenti beni in leasing	3.127	-
Svalutazione immobilizzazioni	-	339
Totale	148.413	135.507

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 27 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Proventi		
Differenze cambio attive	8	1.515
Effetto rinegoziazione finanziamenti (gain IFRS 9)	60	4.428
Interessi attivi bancari	1.546	1.662
Strumenti finanziari derivati su tassi	37.216	8.100
Altri proventi finanziari	635	1.424
	39.465	17.130
Oneri		
Differenze cambio passive	(41)	(1.350)
Effetto rinegoziazione finanziamenti (loss IFRS 9)	(2.141)	(6)
Interessi passivi bancari	(18.601)	(16.808)
Strumenti finanziari derivati su tassi	(67.962)	(18.624)
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	(52.124)	(11.198)
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	(1.567)	-
Altri oneri finanziari	(2.212)	(2.130)
	(144.648)	(50.116)
Totale	(105.184)	(32.987)

L'effetto complessivo della rinegoziazione dei finanziamenti, pari a -2,1 milioni si riferisce alla componente negativa di reddito netta generata a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9 in ambito di modifiche non sostanziali delle passività finanziarie.

La variazione netta dei proventi ed oneri da strumenti finanziari su tassi e degli oneri costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing è relativa alla chiusura anticipata dei derivati su tassi esistenti sui project financing delle società ERG Wind Investments Ltd. ed ERG Power S.r.l. rimborsati anticipatamente nel periodo.

NOTA 28 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi ed oneri da partecipazioni pari a -260 migliaia di Euro (30 migliaia nel primo semestre 2018) si riferiscono alla svalutazione della partecipazione nella società Longburn Wind Farm Ltd. e alla quota di pertinenza del Gruppo relativa al risultato della Priolo Servizi S.C.p.A.

NOTA 29 - IMPOSTE SUL REDDITO

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Imposte correnti sul reddito	14.978	31.073
Imposte esercizi precedenti	183	303
Imposte differite e anticipate	(6.621)	(3.206)
Totale	8.540	28.170

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 18 milioni di Euro (18 milioni nel primo semestre 2018) 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

IRES		
Risultato prima delle imposte	11.079	
IRES teorica 24%	2.659	
Impatto delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte		515
Impatto delle variazioni fiscali permanenti		(945)
IRES corrente, differita e anticipata		2.229
IRAP		
Risultato operativo	116.523	
Svalutazione crediti	51	
Totale	116.574	
IRAP teorica 5%	5.829	
Effetto aliquota IRAP maggiorata per alcune società		(1.478)
Impatto delle variazioni fiscali permanenti e delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte		1.777
IRAP corrente, differita e anticipata		6.128
Totale imposte teoriche	8.488	
Totale IRES e IRAP a bilancio		8.357
Imposte esercizio precedente		183
Imposte sostitutive		-
TOTALE IMPOSTE A BILANCIO		8.540

NOTA 30 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE

Il Conto Economico del semestre 2018 è rappresentato secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, con l'esclusione dei risultati della società Brockaghboy Windfarm Ltd.: per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo [Cessione Brockaghboy](#) del Bilancio 2018.

(Migliaia di Euro)	1° semestre 2018
	Risultato netto attività destinate ad essere cedute
Ricavi	2.937
Altri proventi	889
Costi per acquisti	-
Costi per servizi ed altri costi	(551)
Costi del lavoro	-
MARGINE OPERATIVO LORDO	3.275
Ammortamenti e svalutazioni imm.	(704)
Proventi (oneri) finanziari netti	(605)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	26.714
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	28.680
Imposte sul reddito	(248)
Risultato netto attività operative cessate	28.432

NOTA 31 - POSTE NON CORRENTI

Come richiesto dalla delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito quei proventi ed oneri significativi derivanti da operazioni non ricorrenti o da fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento. Si precisa che le suddette "Poste non ricorrenti" sono parte degli special items indicati in Relazione intermedia sulla gestione. Sempre in applicazione della suddetta delibera CONSOB, nella [Nota 32 - Parti correlate](#) sono stati indicati separatamente gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

(Migliaia di Euro)	1° sem. 2019		1° sem. 2018	
Ricavi della gestione caratteristica		-		
Altri ricavi		-		
Costi per acquisti		-		
Variazioni delle rimanenze		-		
Costi per servizi ed altri costi	1)	(10.273)		
Costi del lavoro	2)	(2.100)		
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		-		
Proventi (oneri) finanziari netti	3)	(70.774)	1)	4.428
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	4)	(313)		
Imposte sul reddito	5)	17.496	2)	(1.009)
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		(65.964)		3.419
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate		-	3)	26.179
Risultato netto poste non ricorrenti		(65.964)		29.598
Risultato di azionisti terzi		--		-
Risultato netto poste non ricorrenti competenza del Gruppo		(65.964)		29.598

Nel 1° semestre 2019:

- 1) costi per servizi ed altri costi si riferiscono ad oneri accessori correlati ad operazioni di aggregazione aziendale, progetti non andati a buon fine, costi correlati alle avviate procedure di riorganizzazione del Gruppo;
- 2) costi del lavoro correlati alle avviate procedure di riorganizzazione del Gruppo;
- 3) oneri correlati alla chiusura anticipate dei Project Financing e relativi IRS, già commentati alla [Nota 19 - Covenants e Negative pledge](#);
- 4) 4) oneri correlati alla svalutazione di progetti eolici non andati a buon fine;
- 5) imposte sul reddito si riferiscono all'effetto fiscale delle poste sopra commentate.

Nel 1° semestre 2018:

- 1) proventi finanziari netti (Euro 4,4 milioni) 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 e nel periodo corrente;
- 2) Le imposte sul reddito si riferiscono all'effetto fiscale delle poste sopra commentate;
- 3) Il risultato netto delle attività operative cessate si riferisce alla cessione di Brockaghboy Windfarm Ltd.

NOTA 32 - PARTI CORRELATE

Come richiesto dalla delibera CONSOB 15519 del 27 luglio 2006 sono stati indicati qui di seguito gli importi relativi alle posizioni e transazioni con parti correlate.

Le operazioni compiute da ERG con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la raccolta e l'impiego di mezzi finanziari;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a ERG, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare la Fondazione Edoardo Garrone, nata come naturale evoluzione dell'impegno delle Famiglie Garrone e Mondini in campo sociale e culturale, dedicata alla memoria di Edoardo Garrone che, nel 1938, avviò l'attività industriale del Gruppo ERG.

La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna ERG [Procedura per le operazioni con parti correlate](#), emanata in attuazione della regolamentazione CONSOB, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nel paragrafo [Elenco società del Gruppo](#) nella sezione dedicata all'elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo. Si evidenzia inoltre 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.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- crediti commerciali verso Priolo Servizi S.C.p.A., società consortile soggetta a controllo congiunto da parte di ERG Power S.r.l. (23,65%), ISAB S.r.l. (38,63%), parte degli altri soci del Gruppo Versalis S.p.A. (33,11%) e Syndial S.p.A. (4,61%), relativi a servizi di somministrazione di utilities (in particolare acqua mare, energia elettrica ed altro) e da prestazioni rese nell'ambito del contratto di Operation & Maintenance;
- altri crediti e attività correnti verso San Quirico S.p.A. relativi a crediti di natura fiscale che verranno rimborsati dall'Amministrazione finanziaria alla San Quirico e trasferiti alla Società ERG S.p.A.;
- crediti finanziari verso ERG Petroleos S.A. nell'ambito del relativo contratto di finanziamento.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Stato Patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	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.	-	2.068	-	32	-	-	-
San Quirico S.p.A.	-	-	1.409	-	-	-	-
ERG Petroleos S.A.	-	-	-	-	-	8.490	-
Altro	208	211	6	41	-	-	12
Totale	208	2.279	1.415	72	-	8.490	12
% di incidenza sulla voce totale	1%	1%	1%	0%	0%	27%	0%

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sul risultato economico

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- ricavi verso Priolo Servizi S.C.p.A. per vendita di energia e di vapore nell'ambito del relativo contratto di somministrazione;
- costi per servizi verso Priolo Servizi S.C.p.A. costituiti dalle componenti di remunerazione previste dal contratto di servizio di Operation & Maintenance;
- altri costi verso la Fondazione Edoardo Garrone relativi al contributo per il semestre 2019;
- costi per servizi relativi all'emolumento per la carica di Presidente ricoperta in una società del Gruppo da una parte correlata di ERG S.p.A.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di Conto Economico è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	Ricavi della gestione caratteristica	Altri ricavi e proventi	Costi per acquisti	Costi per servizi ed altri costi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Priolo Servizi S.C.p.A.	5.059	75	-	(4.319)	-	-
Fondazione Edoardo Garrone	-	-	-	(100)	-	-
Altre	22	-	-	(200)	-	-
TOTALE	5.081	75	-	(4.597)	-	-
% di incidenza sulla voce totale	1%	1%	0%	5%	0%	0%

NOTA 33 - RISULTATO NETTO PER AZIONE

Il calcolo del risultato per azione si basa sui seguenti dati:

	1° sem. 2019	1° sem. 2018
Risultato netto di competenza del Gruppo ⁽¹⁾	1.929	105.102
Numero medio di azioni in circolazione ⁽²⁾	148.866.945	148.816.800
Risultato netto attività continue per azione ^{(2) (3)}	0,017	0,516
Risultato netto attività continue per azione diluito ^{(2) (3)}	0,017	0,516

(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 34 - INFORMATIVA PER SETTORE OPERATIVO ED AREA GEOGRAFICA

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.

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: 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".

Informativa per settore operativo

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate	TOTALE adjusted	Poste non ricorrenti	TOTALE reported	Attività operative cessate	TOTALE attività continue
1° SEMESTRE 2019										
Ricavi totali	228,0	204,9	60,1	37,4	18,0	548,4		548,4		548,4
Ricavi infrasettori					(18,0)	(18,0)		(18,0)		(18,0)
Ricavi	228,0	204,9	60,1	37,4	0,0	530,4		530,4		530,4
Margine operativo lordo	170,6	33,9	44,2	33,5	(8,8)	273,4	(8,5)	264,9	–	264,9
Ammortamenti e svalutazioni	(81,8)	(13,8)	(28,7)	(19,7)	(1,3)	(145,3)	(3,1)	(148,4)	–	(148,4)
Risultato operativo netto	88,8	20,1	15,5	13,8	(10,1)	128,1	(11,6)	116,5	–	116,5
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto		0,1			–	0,1	–	0,1	–	0,1
Investimenti in società collegate e joint venture	–	13,0	–	–	–	13,0	–	13,0	–	13,0
Investimenti in attività immobilizzate	80,8	3,9	1,7	219,8	0,6	306,8	–	306,8	–	306,8

(Milioni di Euro)	Eolico	Termo-elettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate	TOTALE adjusted	Poste non ricorrenti	TOTALE reported	Attività operative cessate	TOTALE attività continue
1° SEMESTRE 2018										
Ricavi totali	209,7	187,0	100,3	18,6	17,0	532,6		532,6	(2,9)	529,7
Ricavi infrasettori					(17,0)	(17,0)		(17,0)	–	(17,0)
Ricavi	209,7	187,0	100,3	18,6	–	515,6	–	515,6	(2,9)	512,8
Margine operativo lordo	159,0	29,5	80,2	16,0	(7,9)	276,7		276,7	(3,3)	273,4
Ammortamenti e svalutazioni	(80,7)	(15,3)	(29,0)	(9,8)	(1,3)	(136,2)		(136,2)	0,7	(135,5)
Risultato operativo netto	78,3	14,2	51,2	6,2	(9,2)	140,5	–	140,5	(2,6)	137,9
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	–	0,1	–	–	–	0,1	–	0,1	–	0,1
Investimenti in società collegate e joint venture	–	12,8	–	–	–	12,8	–	12,8	–	12,8
Investimenti in attività immobilizzate	97,2	2,2	1,2	345,1	1,0	446,7	–	446,7	–	446,7

Informativa per area geografica

(Millioni di Euro)	Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	UK	TOTALE adjusted	Poste non ricorrenti	TOTALE reported	Attività operative cessate	TOTALE attività continue
1° SEMESTRE 2019												
Ricavi	450,8	34,3	20,3	9,4	7,3	8,3	-	530,4	-	530,4	-	530,4
Margine operativo lordo	219,6	22,7	13,9	7,6	4,8	5,3	(0,5)	273,4	(8,5)	264,9	-	264,9
Ammortamenti e svalutazioni	(113,1)	(15,6)	(9,0)	(3,0)	(2,1)	(2,6)		(145,3)	(3,1)	(148,4)	-	(148,4)
Risultato operativo netto	106,5	7,1	4,9	4,6	2,7	2,7	(0,5)	128,1	(11,6)	116,5	-	116,5
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1	0	0	-	0,1
Investimenti in società collegate e joint venture	13,0							13,0		13,0	-	13,0
Investimenti in attività immobilizzate	231,4	52,4	16,1				6,8	306,8		306,8	-	306,8
1° SEMESTRE 2018												
Ricavi	452,2	26,0	17,1	5,9	6,5	5,0	2,9	515,7		515,7	(2,9)	512,8
Margine operativo lordo	233,4	17,8	11,6	3,8	4,2	2,6	3,3	276,7	-	276,7	(3,3)	273,4
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)
Risultato operativo netto	126,1	6,6	2,0	0,8	2,1	(0,0)	2,9	140,5	-	140,5	(2,6)	137,9
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1	-	0	-	0,1
Investimenti in società collegate e joint venture	12,8							12,8		12,8		12,8
Investimenti in attività immobilizzate	352,8	83,3	10,3	0,0	-	0,3	-	446,6		446,6	-	446,6

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 35 - STRUMENTI FINANZIARI

30/06/2019	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL	Strumenti FVOCI	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ⁽¹⁾	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair Value
Partecipazioni	-	767	-	-	-	767	767
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	-	40.426	-	40.426	40.426
Strumenti derivati	503	-	-	-	-	503	503
Altri crediti finanziari correnti	-	-	-	30.633	-	30.633	30.633
Crediti commerciali	-	-	-	278.722	-	278.722	n/a
Titoli finanziari nel circolante	-	-	446	-	-	446	n/a
Altri crediti	-	-	-	187.579	-	187.579	n/a
Disponibilità liquide	-	-	-	574.477	-	574.477	n/a
Totale attività	503	767	446	1.111.837	-	1.113.553	
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	1.279.179	1.279.179	1.290.707
Project Financing no recourse	-	-	-	-	809.021	809.021	849.057
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	110.353	110.353	110.353
Debiti finanziari	-	-	-	-	21.123	21.123	21.123
Strumenti derivati	63.043	-	-	-	-	63.043	63.043
Debiti commerciali	-	-	-	-	73.996	73.996	n/a
Altri debiti	-	-	-	-	105.071	105.071	n/a
Totale passività	63.043	-	-	-	2.398.743	2.461.786	

(1) Nella colonna "Altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato" sono compresi per un importo pari ad Euro 16.232 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 2019, negativo per complessivi Euro 15.081 migliaia. Il Fair Value degli strumenti è rappresentato nella tabella di cui alla Nota 35 lettera c).

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
Attività finanziarie			
- Fair value - strumenti di copertura	-	-	-
- Strumenti FVTPL	-	767	-
- Strumenti FVOCI	446	-	-
Totale	446	767	-
Passività finanziarie			
- Fair value - strumenti di copertura ⁽¹⁾	29.199	48.737	-
- Fair value - strumenti FVTPL ⁽²⁾	184	-	-
- Altre passività finanziarie	-	2.271.239	-
Totale	29.383	2.319.976	-

(1) 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 14.893 migliaia. Tale importo è esposto nel presente Bilancio a diretta riduzione del valore delle Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

(2) Nella voce "Fair value - strumenti FVTPL" è ricompreso il valore dei fair value passivi degli strumenti derivati futures non di hedge accounting sul prezzo di commodities per un importo pari ad Euro 184 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 al fair value positivo di titoli finanziari per un importo pari ad Euro 446 migliaia, al fair value negativo dei contratti derivati futures su commodities per un importo pari ad Euro 15.077 migliaia e al fair value negativo dei contratti derivati swap a copertura del prezzo del gas per un importo pari a Euro 13.216 migliaia e dei cfd su commodities per un importo pari ad Euro 1.090 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
Derivati su tasso di interesse	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
Derivati su cambio	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
Derivati su commodity	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 36 - INFORMATIVA SUI RISCHI

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG, volti a fronteggiare l'esposizione al rischio prezzo commodities, di tasso di cambio e di tasso di interesse, al 30 giugno 2019 sono i seguenti:

Tipologia	Rischio coperto	30/06/2019		30/06/2018		
		Nozionale di riferimento	Fair Value	Nozionale di riferimento	Fair Value	
Strumenti in Cash Flow Hedge		(Migliaia di Euro)		(Migliaia di Euro)		
A	Interest Rate Swap e Interest Rate Cap	Rischio economico tasso di interesse	1.162 milioni di Euro	(48.737)	1.783 milioni di Euro	(88.534)
B	Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	5.268 migliaia di MWh	(13.216)	2.014 migliaia di MWh	(1.654)
C	Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	6.011 migliaia di Mwh	(14.893)	5.597 migliaia di Mwh	(23.808)
D	CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	629 migliaia di MWh	(1.090)	– migliaia di MWh	–
Totale strumenti in Cash Flow Hedge				(77.936)		(113.996)
Strumenti non Hedge Accounting						
D	CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	22 migliaia di MWh	4	– migliaia di MWh	–
C	Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	671 migliaia di MWh	(188)	687 migliaia di MWh	(206)
Totale strumenti non Hedge Accounting				(184)		(206)
TOTALE STRUMENTI DERIVATI				(78.120)		(114.202)

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 o gruppi di società:

- ERG S.p.A.;
- società dei business eolico e solare.

Al 30 giugno 2019 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 48,7 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 2019 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 13,2 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 2019 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 15 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 2019 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 1,1 milioni di Euro.

NOTA 37 - FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Non si registrano fatti di rilievo dopo la chiusura del periodo.

NOTA 38 - DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 2 agosto 2019 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, 2 agosto 2019

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 2019
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 2019 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 2019:
 - 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, 2 agosto 2019

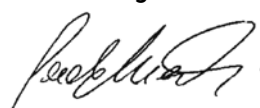
l'Amministratore Delegato

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, del conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto e dalle relative note illustrative, del Gruppo ERG al 30 giugno 2019. 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 Asta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Cagliari Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara 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. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo ERG

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2019*

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 2019 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.

Genova, 2 agosto 2019

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

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 2019

Questa pubblicazione è presente in formato pdf sul sito
www.erg.eu

Redazione: Group Administration
erg@legalmail.it

A cura di Corporate Image
communication@erg.eu

WWW.ERG.EU

