



RELAZIONE FINANZIARIA
SEMESTRALE
AL 30 GIUGNO 2020

PREMESSE

La Relazione Finanziaria semestrale al 30 giugno 2020, redatta sulla base delle indicazioni contenute nell'art. 154-ter del Testo Unico della Finanza, include il Bilancio Consolidato semestrale, predisposto 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 dalle disposizioni della normativa CONSOB; i risultati di tali attività saranno resi pubblici appena disponibili.

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

La Capogruppo 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 anche esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "**Risultati adjusted**".

Sono altresì definiti **“Risultati reported”** i risultati corrispondenti ai valori indicati nelle Note al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato e che includono le componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items). Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico capitolo Indicatori Alternativi di Performance.

IFRS 16

Il Gruppo, in applicazione del principio IFRS 16, in qualità di locatario, ha rilevato passività per leasing ed asset per Diritto di utilizzo (“right of use”) correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del Principio, a partire dal 1° gennaio 2019, ha modificato 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 nel primo semestre:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 5 milioni;
- l'incremento (circa 76 milioni al 30 giugno 2020) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 75 milioni al 30 giugno) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (3 milioni) e maggiori oneri finanziari (2 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità del business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico adjusted, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. 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 al 30 giugno 2020	8
Area di consolidamento integrale al 30 giugno 2020	9
Modello organizzativo	10
Variatione perimetro di business nel primo semestre 2020	12
ERG in Borsa	13
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	15

Risultati del periodo

Sintesi dei risultati.....	21
Risultati per settore.....	22
Commento ai risultati del periodo	23
Risultati del periodo - Business	26
Mercato di riferimento	26
Vendite.....	28
Eolico	29
Solare	39
Idroelettrico	40
Termoelettrico	42
Incentive framework	44

Prospetti contabili ed Indicatori Alternativi di Performance (IAP)

Prospetti contabili.....	52
Indicatori Alternativi di Performance (IAP)	63

Evoluzione prevedibile

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	72
Evoluzione prevedibile della gestione.....	73

Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	75
---	----

ORGANI SOCIETARI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente

EDOARDO GARRONE *(esecutivo)*

Vice Presidente

ALESSANDRO GARRONE *(esecutivo)*²

GIOVANNI MONDINI *(non esecutivo)*

Amministratore Delegato

LUCA BETTONTE

Consiglieri

MASSIMO BELCREDI *(indipendente)*³

MARA ANNA RITA CAVERNI *(indipendente)*⁴

BARBARA COMINELLI *(indipendente)*⁴

MARCO COSTAGUTA *(non esecutivo)*

PAOLO FRANCESCO LANZONI *(non esecutivo)*⁵

SILVIA MERLO *(indipendente)*⁴

ELISABETTA OLIVERI *(indipendente)*⁴

MARIO PATERLINI *(indipendente)*⁴

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 23 aprile 2018 per il periodo 2018-2026.

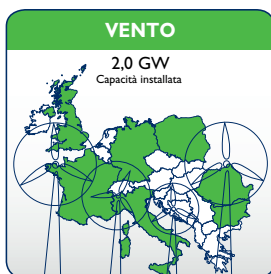
PROFILO DEL GRUPPO

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 e solari 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 sia a favore di società del Gruppo sia di terzi.

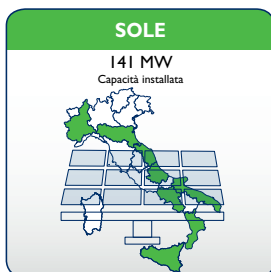
ERG Power Generation S.p.A., con un parco di generazione di oltre 3.000 MW di capacità installata, opera inoltre, direttamente ed attraverso le proprie controllate, nei seguenti settori della produzione di Energia Elettrica:



Eolico

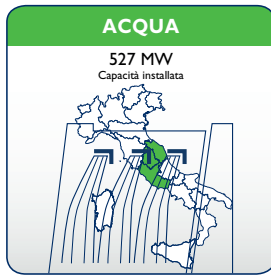
ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.967 MW di potenza installata al 30 giugno 2020. ERG è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.093 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (874 MW operativi), in particolare in Francia (397 MW), Germania (272 MW), Polonia (82 MW), Romania (70 MW), Bulgaria (54 MW).



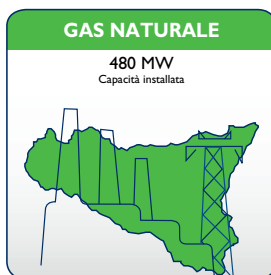
Solare

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 nelle regioni 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 una centrale elettrica cogenerativa ad alto rendimento (C.A.R.) e a basso impatto ambientale basata su tecnologia a ciclo combinato alimentata a gas naturale, entrata 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 2020

TOTALE: 3.115 MW

Eolico: 1.967 MW (1.093 MW Italia e 874 MW Estero)

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

Under construction/RtB: 280 MW

UK: 199 MW

Polonia: 36 MW

Francia: 44 MW

FRANCIA

Eolico: 397 MW

ITALIA

Eolico: 1.093 MW

Solare: 141 MW

Idroelettrico: 527 MW

Termoelettrico: 480 MW

GERMANIA

Eolico: 272 MW

POLONIA

Eolico: 82 MW

ROMANIA

Eolico: 70 MW

BULGARIA

Eolico: 54 MW

PIEMONTE

Solare: 21 MW

EMILIA ROMAGNA

Solare: 3 MW

MARCHE

Solare: 4 MW

ABRUZZO

Solare: 5 MW

UMBRIA, LAZIO, MARCHE

Idroelettrico: 527 MW

MOLISE

Eolico: 79 MW

PUGLIA

Eolico: 249 MW

Solare: 15 MW

SARDEGNA

Eolico: 111 MW

LAZIO

Solare: 51 MW

CAMPANIA

Eolico: 247 MW

Solare: 7 MW

BASILICATA

Eolico: 89 MW

SICILIA

Eolico: 198 MW

Solare: 10 MW

Termoelettrico: 480 MW

CALABRIA

Eolico: 120 MW

Solare: 24 MW



Parchi eolici



Impianti fotovoltaici



Impianti idroelettrici



Impianti termoelettrici

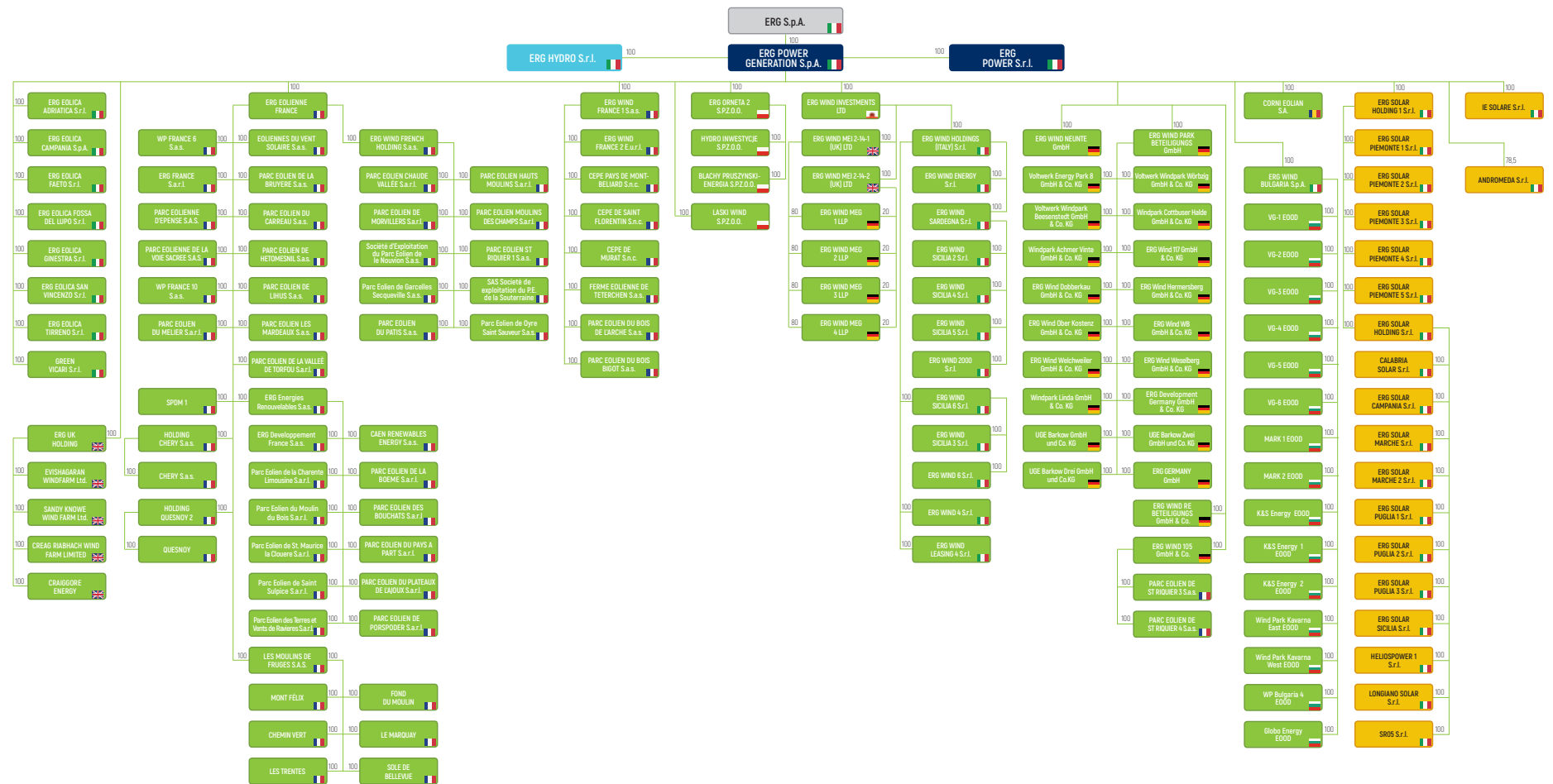


Uffici



Centri logistici O&M

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2020



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. A seguito dei cambi organizzativi avvenuti nel corso del 2019 e del primo semestre 2020 la Società è organizzata nelle seguenti aree:

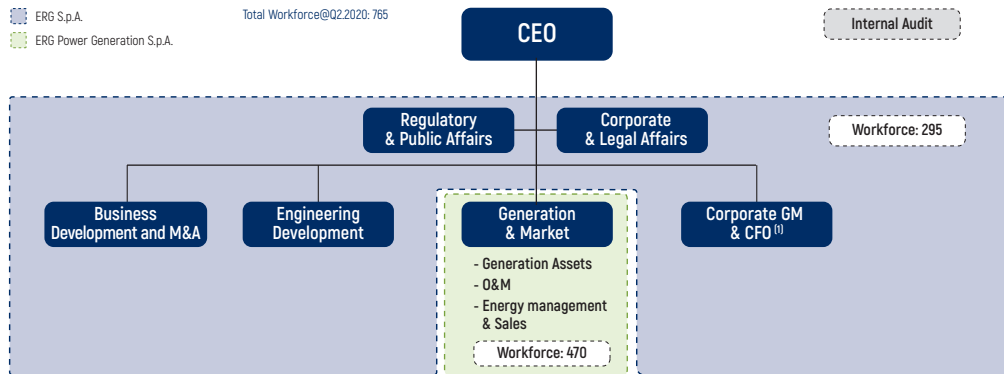
- Business Development and Mergers & Acquisitions;
- Engineering Development;
- Corporate General Manager & CFO;
- Regulatory & Public Affairs;
- Corporate & Legal Affairs.

Si evidenzia che Corporate General Manager & CFO include le aree di Group Administration, Planning, Control & Reporting, Finance, Group Risk Management & Corporate Finance, Investor Relations & CSR, Procurement, Human Capital & ICT e Communication con l'obiettivo di far convergere in un'unica Direzione Generale 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 & Sales, quale single entry point verso i mercati organizzati ed i clienti / controparti principali;
 - un centro di eccellenza tecnologica dell'ingegneria di processo relativa alle diverse tecnologie di generazione;
 - una struttura dedicata alla gestione delle tematiche di salute, sicurezza e tutela dell'ambiente per tutto il Gruppo.



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



(1) It includes Group Administration, Finance, Planning Control & Reporting, Investor Relations & CSR, Group Risk Management & Corporate Finance, Procurement, Human Capital & ICT e Communication

VARIAZIONE PERIMETRO DI BUSINESS NEL PRIMO SEMESTRE 2020

Eolico - Francia

In data **24 febbraio 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France S.a.s., ha acquistato dalla società lussemburghese LongWing Energy France SA il 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici situati nelle regioni francesi di Hauts de France, Centre - Vallée de la Loire e Nouvelle Aquitaine.

I parchi, con una potenza installata complessiva di 38 MW, sono entrati in esercizio tra il 2010 e il 2012 ed hanno una produzione annua totale, basata sulla media storica, di circa 70 GWh, corrispondente ad oltre 1.840 ore equivalenti e pari a circa 37 kt di emissioni di CO₂ evitate all'anno. Gli impianti beneficiano per 15 anni, a partire dalla data di entrata in esercizio, di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2019, è stata pari in media a circa 91 Euro/MWh.

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a circa 40 milioni di Euro. L'Ebitda annuo medio atteso è di circa 4,5 milioni di Euro. Il Ministero dell'Economia e delle Finanze francese ha dato il proprio consenso all'operazione. La presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2020.

Eolico - Polonia

In data **5 marzo 2020** ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Cameonio Limited, holding di partecipazioni polacca con sede a Cipro, l'acquisizione del 100% del capitale di **Laszki Wind Sp. Z.o.o.**, società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW nella parte Sudorientale della Polonia, a seguito del positivo risultato della partecipazione all'asta del 5 dicembre 2019.

Il progetto si è aggiudicato nell'ultima asta una tariffa Feed-in per una durata di 15 anni. La produzione stimata a regime è di circa 90 GWh annui, pari a circa 77 kt di emissione di CO₂ evitata. L'inizio della costruzione è previsto nel corso del quarto trimestre 2020 e l'entrata in esercizio entro la fine del 2021.

L'investimento totale per la realizzazione del parco inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 48 milioni di Euro. L'operazione consentirà ad ERG di ampliare la propria presenza nel mercato eolico on-shore polacco portando a 118 MW la potenza installata nel Paese.

ERG IN BORSA

Al 30 giugno 2020 il prezzo di riferimento del titolo ERG presenta una quotazione di 19,19 Euro, in diminuzione (-0,2%) rispetto a quella della fine dell'anno 2019, dopo aver distribuito un dividendo pari a 0,75 Euro per azione in data 20 Maggio, a fronte di un generalizzato calo nello stesso periodo degli indici di borsa: FTSE All Share (-17,5%), del FTSE Mid Cap (-18.5%) e dell'Euro Stoxx Utilities Index (-1,3%).

Nel periodo in esame la quotazione del titolo ERG si è attestata tra un minimo di 13,17 Euro (23 marzo 2020) ed un massimo di 23,48 Euro (20 febbraio 2020).

Si riportano di seguito alcuni dati relativi ai prezzi ed ai volumi del titolo ERG al 30 giugno 2020.

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30.06.20	19,19
Prezzo massimo (20.02.20) ⁽¹⁾	23,48
Prezzo minimo (23.03.20) ⁽¹⁾	13,17
Prezzo medio	18,85

(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

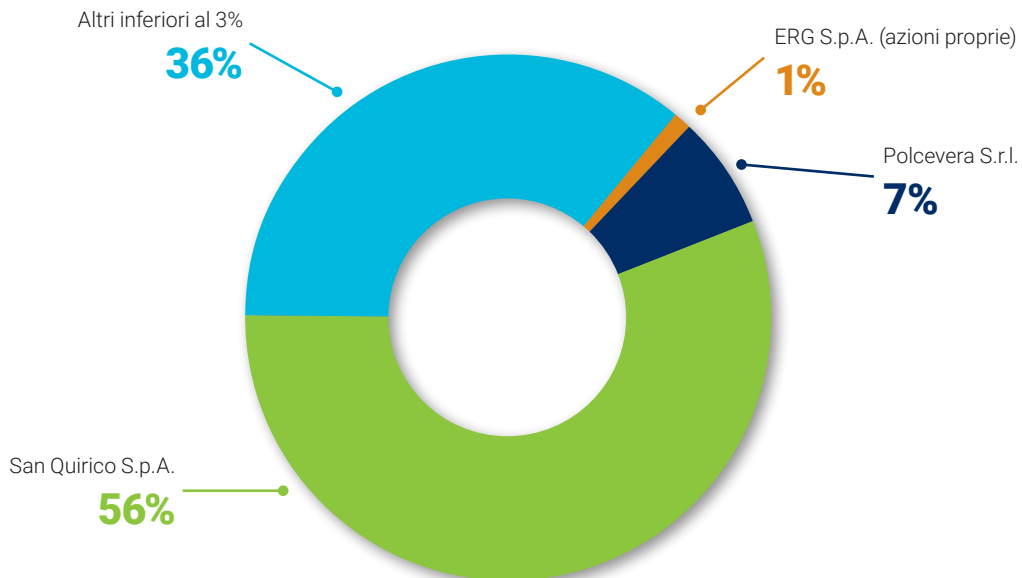
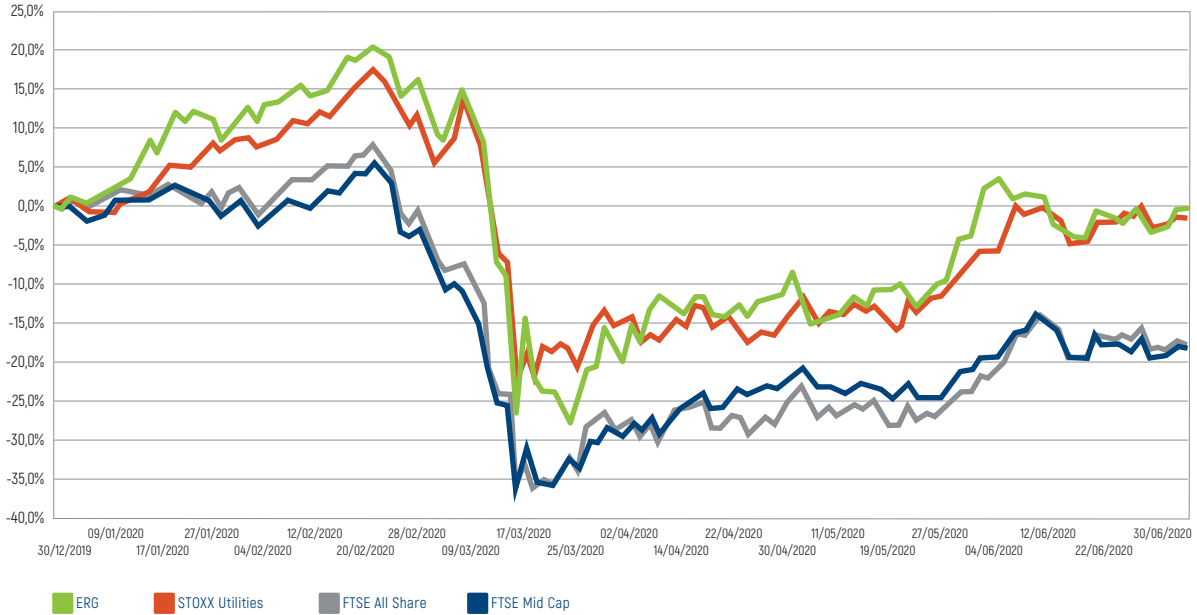
Volumi scambiati	N. azioni
Volume massimo (19.06.20)	1.558.945
Volume minimo (24.04.20)	46.355
Volume medio	293.646

La capitalizzazione di borsa al 30 giugno 2020 ammonta a circa 2.885 milioni di Euro (2.889 milioni alla fine del 2019).

Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è stato di 148.869.920.

ANDAMENTO DEL TITOLO ERG E STRUTTURA AZIONARIA

ERG vs Euro Stoxx Utilities, FTSE All Share e FTSE Mid Cap
Variazione % dal 30/12/2019 al 30/06/2020



FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
22 gennaio 2020	Corporate	ERG S.p.A. è stata promossa al rating "AA", rispetto ad "A" attribuitole nel 2018, da MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI") , una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG). In aggiunta ERG con il 35mo posto si conferma tra le top 50 aziende al mondo nel Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the world Index e ha mantenuto il rating B di CDP Climate Change.	Comunicato Stampa del 22.01.2020
24 febbraio 2020	Eolico Francia	Acquisizione del 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 38 MW.	Comunicato Stampa del 24.02.2020
5 marzo 2020	Eolico Polonia	Acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Sp. Z.o.o. , società di diritto polacco che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW già aggiudicatario dell'asta del 5 dicembre 2019.	Comunicato Stampa del 05.03.2020
9 marzo 2020	Corporate	In data 9 marzo 2020, con riferimento all'emergenza italiana e mondiale del Covid-19 ed alle conseguenti restrizioni alla mobilità personale, ERG ha esteso in modo proattivo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in modalità agile (<i>Smart Working</i>) a tutti i giorni lavorativi della settimana. Tale possibilità è stata estesa progressivamente ai dipendenti di tutte le sedi del Gruppo laddove tale modalità di lavoro è risultata compatibile con l'effettivo svolgimento delle mansioni assegnate (circa il 70% della popolazione aziendale), assicurando la massima attenzione nel garantire la continuità aziendale e la sicurezza dei propri siti produttivi. A partire dal 22 giugno, in coerenza con la progressiva evoluzione della situazione si è proceduto ad un graduale e regolato rientro delle attività lavorative presso la maggior parte degli uffici ERG garantendo la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in Smart Working per tre giorni lavorativi alla settimana. Tale modalità operativa è attualmente confermata sino al 30 settembre, salvo proroga, con modalità diverse definite da sede a sede.	

21 aprile 2020	Corporate	L'Assemblea degli azionisti di ERG S.p.A. ha approvato il Bilancio d'esercizio 2019, deliberando il pagamento di Euro 0,75 per azione e ha approvato la modifica dello Statuto Sociale ai fini dell'introduzione del meccanismo di maggioranza del diritto di voto. Nell'ambito del proprio intervento, l'Amministratore Delegato ha dato ampia informativa sulle misure ed iniziative intraprese dal Gruppo per fronteggiare l'emergenza Covid-19. Per la prima volta l'Assemblea degli Azionisti si è svolta esclusivamente mediante sistemi di telecomunicazione ed ha registrato la partecipazione di un numero di azionisti rappresentativi del 79,4% del capitale sociale.	Comunicato Stampa del 21 aprile 2020
14 maggio 2020	Corporate	L'agenzia di rating Fitch Ratings ("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 14 maggio 2020
30 giugno 2020	Eolico Italia	ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., controllata da ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato l'Amend & Extend del suo non-recourse project facilities agreement per un importo residuo di Euro 103 milioni. L'operazione ha permesso di migliorare le condizioni del finanziamento e di prolungarne la durata di tre anni. Inoltre l'Amend & Extend ha consentito di classificare il finanziamento come "Green Loan" e "Sustainability Linked Loan" in conformità con i Green Loan Principles e i Sustainability Linked Loan Principles, a ulteriore conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile	Comunicato Stampa del 30 giugno 2020

Emergenza Covid-19

A seguito della diffusione dell'emergenza sanitaria su scala globale, a fine gennaio 2020 l'Organizzazione mondiale della Sanità aveva qualificato l'epidemia da Covid-19 come un'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale e lo scorso 11 marzo 2020 ha invece dichiarato la Pandemia per Covid-19.

In Italia attraverso specifici Decreti della Presidenza del Consiglio dei Ministri, è stato dichiarato lo stato di emergenza ad oggi prorogato fino al 15 ottobre 2020 e sono state adottate misure specifiche dapprima sui territori della regione Lombardia e del Nord Italia e successivamente estese su tutto il territorio nazionale. Dalla fine di marzo si sono susseguiti ulteriori provvedimenti per la sospensione delle attività produttive industriali tranne che per i servizi ritenuti essenziali, includendo in questi ultimi la fornitura di energia elettrica e le connesse manutenzioni ed interventi. Tale situazione di blocco è stata prorogata fino allo scorso 3 maggio; dal giorno successivo con il DPCM del 26 Aprile 2020, è stata avviata la cosiddetta "fase 2", sostituita dalla "fase 3" dal DPCM dell'11 giugno, che ha allentato ulteriormente le misure di contenimento.

Gli altri paesi Europei nel quale il Gruppo ERG opera, tra cui Francia e Germania, sebbene con tempistiche diverse, hanno seguito la stessa strada intrapresa dall'Italia ed hanno via via sospeso le attività a meno dei servizi ritenuti essenziali e di pubblica utilità, tra cui rientra sempre la fornitura di energia elettrica.

Ai primi segnali di emergenza ERG ha prontamente reagito, mettendo in atto tutti i provvedimenti necessari a garantire da un lato la salute dei propri dipendenti e dall'altro la continuità operativa dei propri assets in condizioni di sicurezza.

La principale misura organizzativa assunta, peraltro raccomandata anche dalle Autorità competenti, è stata il lavoro agile (*smart working*), introdotto in anticipo rispetto alle disposizioni di legge, esteso a tutti i giorni lavorativi della settimana ed a tutte le sedi del Gruppo in Italia e all'estero, con oltre il 70% della popolazione aziendale coinvolta, che equivale alla totalità del personale con funzioni "impiegatizie", con la sola esclusione del personale dedicato all'esercizio e alla manutenzione degli impianti a salvaguardia della continuità operativa e gestionale in sicurezza degli asset aziendali.

A partire dal 4 maggio ERG, pur dando la possibilità di accedere ai propri uffici, dopo avere effettuato tutti gli interventi necessari ad accogliere le nostre persone presso gli ambienti di lavoro nel rispetto delle norme e protocolli di sicurezza previsti per la Fase 2, ha confermato ed incoraggiato la continuazione della prestazione lavorativa in *smart working*. A partire dal 22 giugno, in coerenza con la progressiva evoluzione della situazione (Fase 3) si è proceduto ad un graduale e regolato rientro delle attività lavorative presso la maggior parte degli uffici ERG garantendo sino al 30 settembre 2020 la possibilità di effettuare la prestazione lavorativa in *Smart Working* per tre giorni lavorativi alla settimana. Anche in questa fase e sino alla fine dell'emergenza tale possibilità è estesa a tutti i giorni lavorativi della settimana per i genitori di figli minori di 14 anni che abbiano i requisiti previsti dall'art. 90 del D.L. 34/2020 (Decreto Rilancio) e per i cosiddetti "lavoratori fragili".

ERG ha gestito in maniera molto attenta il personale impegnato nei siti produttivi, mediante l'adozione delle opportune misure di sicurezza "Organizzative" (atte a garantire il distanziamento sociale e la rimodulazione delle attività operative e logistiche) e di "Prevenzione e Protezione" (formazione e informazione, dispositivi di protezione individuale, misure di igiene personale e pulizia/sanificazione degli ambienti di lavoro), nel rispetto delle indicazioni delle Autorità Competenti e di concerto con le Organizzazioni Sindacali.

In tutti i siti operativi sono state predisposte e puntualmente aggiornate tutte le azioni organizzative, logistiche e di facility a tutela della salute dei lavoratori e a presidio di tutte le attività fondamentali per garantire la continuità di servizio e la marcia in sicurezza degli impianti. I protocolli di sicurezza emessi dalle autorità sono stati ripresi e dettagliati in due documenti emessi rispettivamente il 15 e 30 aprile, denominati "*Protocollo Aziendale di Regolamentazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus Covid-19 negli ambienti di lavoro*" (15 aprile) e "*Protocollo Aziendale di Regolamentazione delle misure per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus Covid-19 negli ambienti di lavoro – FASE 2*" (30 aprile).

Tali protocolli sono stati integrati all'interno dei Documenti di Valutazione dei Rischi (DVR) delle diverse Società del Gruppo, che risultano quindi aggiornati con le misure di prevenzione e protezione assunte per rispettare quanto previsto dai protocolli sopra nominati.

A livello di Supply Chain sono state messe in atto tutte le opportune azioni per garantire la continuità operativa di tutti gli asset di produzione sia in Italia che all'estero, attraverso un approccio strutturato di Business Continuity Management e la definizione dei piani di approvvigionamento che prevedono la copertura delle forniture almeno fino a tutto il 2020, con identificazione di fornitori di backup per tutti i Main Component e per i servizi principali. La presenza di proprio personale in campo per svolgere attività di O&M e di propri magazzini vicini agli impianti produttivi si è rivelata una scelta determinante per garantire la business continuity, minimizzando la dipendenza da fornitori esterni.

A livello di governance, è stata sin da subito costituita una Task Force a livello di Vertice Aziendale, in accordo con la nostra Crisis Communication Management Policy: nel picco della crisi, il Top Management si è riunito ogni giorno per fare il punto della situazione, in modo da essere sempre aggiornati e pronti a rivedere quotidianamente le priorità e a rispondere tempestivamente all'insorgere di eventuali esigenze.

A riprova dell'efficacia delle misure adottate, si evidenzia che in tutto il periodo dell'emergenza sanitaria non vi sono state interruzioni dell'attività aziendale in nessun sito produttivo, sia in Italia che all'estero, né sono stati riscontrati casi di contagio sul lavoro.

Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. La Società non ha peraltro fatto ricorso all'utilizzo di ammortizzatori sociali né alla riduzione forzata dell'orario di lavoro. Vi sono stati invece 18 nuovi ingressi nel Gruppo da marzo ad oggi, ed è stata anche attivata una polizza di copertura assicurativa sanitaria Covid-19 a favore di tutti i dipendenti e valida fino alla fine del 2020. Le attività di engagement e partnership con i territori in cui ERG è presente sono continuate anche destinando apposite risorse finanziarie da parte delle società del Gruppo e dai dipendenti stessi per far fronte alle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie.

Anche in questa circostanza critica la solidarietà dell'azienda e delle sue persone non si è fatta infatti attendere. ERG ha destinato 2 milioni di Euro ai territori colpiti dall'emergenza Covid-19 nei quali è presente con i suoi siti produttivi, con la volontà di offrire un aiuto concreto a supporto delle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie. In aggiunta a tale iniziativa, su proposta delle Parti Sociali interne, i dipendenti del Gruppo hanno donato complessivamente 2.300 ore di lavoro, il cui corrispettivo è stato destinato a favore della Protezione Civile.

Si ricorda inoltre che San Quirico S.p.A., azionista di maggioranza della Società, ha donato 1 milione di Euro a favore delle strutture ospedaliere genovesi impegnate in prima linea nell'emergenza sanitaria.

In sintesi la risposta di ERG alla crisi Covid-19 rispecchia fedelmente il proprio modello d'impresa, da sempre orientato alla creazione e alla condivisione di valore sostenibile per gli azionisti, i dipendenti e la comunità in generale.

Con riferimento a quanto indicato dall'European Securities and Markets Authority (ESMA) in data 11 marzo 2020 e successive comunicazioni, si conferma quindi che il management del Gruppo ha posto in essere un costante monito-

raggio degli impatti effettivi e potenziali dell'emergenza Covid-19 sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulle performance economiche del Gruppo.

In particolare sono oggetto di attenzione l'evoluzione dello scenario macroeconomico e di quello elettrico, in termini di andamento della domanda e dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, e la valutazione specifica del rischio credito e del rischio liquidità, come meglio descritto nei paragrafi successivi.

La crisi sanitaria internazionale in atto, come noto, ha determinato una significativa generale contrazione della domanda di energia elettrica su tutti i mercati di riferimento, per effetto principalmente delle limitazioni imposte a parti delle attività produttive, attraverso modalità diverse da paese a paese.

In tale contesto i prezzi a pronti dell'energia elettrica hanno registrato importanti contrazioni in tutti i paesi in cui il Gruppo opera. Tuttavia, sia grazie alla significativa incidenza sui ricavi del Gruppo di sistemi di remunerazione regolati, sia perché una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei *Clean Spark Spreads* legati alle produzioni termoelettriche del corrente anno sono state già oggetto di vendita a termine negli anni precedenti, in linea con le hedging policy triennali del Gruppo, nel primo trimestre 2020 gli effetti sui risultati di Gruppo sono stati contenuti.

Per quanto riguarda il rischio credito, il Gruppo ERG attua da sempre una strategia di mitigazione di tale rischio che prevede, in linea con la Risk Policy, un portafoglio focalizzato principalmente vs grandi clienti Industriali sia in ambito nazionale che internazionale a cui viene riconosciuta una elevata solidità ed affidabilità; pertanto anche in questo momento storico, il rischio credito rimane contenuto. L'evolversi della situazione è monitorato nell'ambito delle attività del Comitato Crediti.

Per quanto riguarda invece il rischio liquidità, monitorato costantemente nell'ambito del Comitato Rischi, ERG attua una strategia di mitigazione in linea con la Risk Policy che consentirà al Gruppo di essere solvibile sia in condizioni di normale operatività che in condizioni di crisi, attraverso un'accurata pianificazione e monitoraggio della propria struttura finanziaria. Tale strategia è volta da un lato a garantire il mantenimento di un adeguato livello di liquidità, attraverso la sistematica generazione di cassa da parte delle proprie attività di business, e dall'altro a ottimizzare il costo del funding, attraverso il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e composizione del debito. Anche nell'attuale contesto di riferimento, post Covid-19, il rischio liquidità rimane limitato, peraltro senza significativi impatti attesi nel corso del 2020.

In tale contesto si ricorda peraltro che nel mese di maggio 2020 l'agenzia di rating Fitch Ratings ("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-.

Non si segnalano impatti sugli altri rischi del Gruppo.

Per quanto riguarda gli impatti nel primo semestre 2020 si rimanda alle pagine seguenti. Per quanto riguarda la guidance per l'intero esercizio 2020 si rinvia al paragrafo "Evoluzione prevedibile della gestione".

Il Gruppo, in tale contesto di marcata incertezza, ha prontamente elaborato un aggiornamento dello scenario energetico, al fine di riflettere gli effetti della citata crisi economico-sanitaria ipotizzando in particolare un calo della domanda elettrica, una diminuzione del prezzo del gas e quindi un decremento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica in Italia ed all'estero soprattutto in un orizzonte temporale sia di breve che di medio-lungo periodo; inoltre si è proceduto all'aggiornamento del calcolo del tasso di sconto al 30 giugno 2020 che è risultato mediamente in aumento rispetto ai valori di fine anno 2019.

Con riferimento al Business Plan 2018-2022, è stata rivista la guidance del margine operativo lordo al ribasso del 4%, stimando un risultato complessivo compreso nell'intervallo tra 480 e 500 milioni di Euro rispetto al range precedente di 500-520 milioni di Euro, per includere gli effetti sui prezzi dell'energia elettrica dell'emergenza sanitaria legata al Covid-19, in un contesto di volumi minori rispetto alle aspettative soprattutto dell'idroelettrico. Gli investimenti per il 2020 sono rivisti nel range compreso tra 150 e 180 milioni di Euro in riduzione rispetto all'indicazione precedente di 185-215 milioni, a seguito di alcuni probabili rinvii di spesa al 2021 legati al potenziale rallentamento delle attività di costruzione e connessione alla rete causato dal lock-down dei paesi Europei.

Con riferimento alla solidità finanziaria, l'agenzia di rating Fitch a Maggio 2020 ha confermato il rating Investment Grade in considerazione della solidità del profilo aziendale, della resilienza dimostrata nel contrasto di crisi post Covid-19 e la capacità di gestire gli effetti legati alla pandemia.

SINTESI DEI RISULTATI

Adjusted ⁽¹⁾ Anno 2019	(milioni di Euro)	Reported ⁽²⁾ 1° semestre		Adjusted ⁽¹⁾ 1° semestre	
		2020	2019	2020	2019
PRINCIPALI DATI ECONOMICI					
1.022	Ricavi	498	530	498	530
504	Margine operativo lordo	265	265	263	273
205	Risultato operativo netto	112	117	114	128
105	Risultato netto	74	3	71	68
104	di cui Risultato netto di Gruppo	72	2	70	68
PRINCIPALI DATI FINANZIARI					
3.264	Capitale investito netto⁽³⁾	3.310	3.473	3.236	3.403
1.787	Patrimonio netto	1.731	1.741	1.733	1.741
1.476	Indebitamento finanziario netto totale ⁽³⁾	1.579	1.733	1.503	1.662
812	di cui Project Financing non recourse ⁽⁴⁾	783	809	783	809
45%	Leva finanziaria	48%	50%	46%	49%
49%	Ebitda Margin %	53%	50%	53%	52%
DATI OPERATIVI					
1.929	Capacità installata impianti eolici a fine periodo		MW	1.967	1.895
4.000	Produzione di energia elettrica da impianti eolici		milioni di KWh	2.208	2.154
480	Capacità installata impianti termoelettrici		MW	480	480
2.504	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici		milioni di KWh	1.131	1.216
527	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo		MW	527	527
1.229	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici		milioni di KWh	553	593
141	Capacità installata impianti solari a fine periodo		MW	141	141
226	Produzione di energia elettrica da impianti solari		milioni di KWh	120	119
15.121	Vendite totali di energia elettrica		milioni di KWh	7.607	7.642
432	Investimenti ⁽⁵⁾		milioni di Euro	86	307
754	Dipendenti a fine periodo		Unità	765	761
RICAVI NETTI UNITARI⁽⁶⁾					
118	Eolico Italia		Euro/MWh	119	119
96	Eolico Germania		Euro/MWh	97	100
89	Eolico Francia		Euro/MWh	90	89
73	Eolico Polonia		Euro/MWh	72	71
79	Eolico Bulgaria		Euro/MWh	61	77
67	Eolico Romania		Euro/MWh	52	67
n.a.	Eolico UK		Euro/MWh	n.a.	n.a.
314	Solare		Euro/MWh	311	314
102	Idroelettrico		Euro/MWh	107	105
40	Termoelettrico		Euro/MWh	30	38

Nella tabella sono indicati anche i risultati adjusted, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, con l'esclusione pertanto degli special items.

- (1) Gli indicatori economici Adjusted non includono gli special items e le relative imposte teoriche correlate.
- (2) Gli indicatori economici Reported sono calcolati sulla base degli schemi di bilancio ed includono gli special items e le relative imposte teoriche correlate.
- (3) L'indebitamento finanziario netto adjusted e il Capitale Investito Netto adjusted sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16.
- (4) Al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.
- (5) In immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 44 milioni effettuati nel primo semestre 2020.
- (6) 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 2019	(milioni di Euro)	1° semestre		Δ
		2020	2019	
	RICAVI ADJUSTED			
414	Eolico	225	226	(1)
71	Solare	38	37	0
119	Idroelettrico	59	62	(3)
418	Termoelettrico ⁽¹⁾	176	205	(29)
37	Corporate	17	18	(1)
(37)	Ricavi infrasettori	(17)	(18)	1
1.022	Totale ricavi adjusted	498	530	(33)
	MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED			
301	Eolico	166	171	(4)
63	Solare	35	34	1
87	Idroelettrico	40	44	(4)
69	Termoelettrico ⁽¹⁾	30	34	(4)
(16)	Corporate	(8)	(9)	1
504	Margine operativo lordo adjusted	263	273	(10)
	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI			
(169)	Eolico	(84)	(82)	(2)
(41)	Solare	(21)	(20)	(1)
(57)	Idroelettrico	(29)	(29)	(0)
(28)	Termoelettrico	(15)	(14)	(1)
(3)	Corporate	(2)	(1)	(0)
(299)	Ammortamenti adjusted	(149)	(145)	(4)
	RISULTATO OPERATIVO NETTO ADJUSTED			
132	Eolico	83	89	(6)
22	Solare	14	14	0
30	Idroelettrico	11	16	(4)
41	Termoelettrico ⁽¹⁾	15	20	(5)
(19)	Corporate	(10)	(10)	1
205	Risultato operativo netto adjusted	114	128	(15)
	INVESTIMENTI ⁽²⁾			
189	Eolico	71	81	(10)
221	Solare	1	220	(219)
6	Idroelettrico	2	2	1
15	Termoelettrico	12	4	8
2	Corporate	1	1	0
432	Totale investimenti	86	307	(220)

(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 2020 i **ricavi adjusted** sono pari a 498 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2019 (530 milioni) principalmente a seguito delle minori produzioni dell'eolico e dell'idroelettrico in Italia, a causa di condizioni anemologiche ed idriche decisamente sfavorevoli, dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del primo semestre 2019 e anche della minore produzione di titoli di efficienza energetica dell'impianto CCGT che sta terminando il primo decennio ad alta cogeneratività. Questi effetti sono stati solo in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico all'estero, che risente anche dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh).

Il **margin operativo lordo adjusted**, al netto degli special item, si attesta a 263 milioni, in diminuzione di 10 milioni rispetto ai 273 milioni registrati nel primo semestre 2019. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Eolico (-4 milioni)**: margine operativo lordo pari a 166 milioni, in diminuzione rispetto all'analogo periodo del 2019 (171 milioni) principalmente per effetto in Italia dei minori prezzi e delle minori produzioni (-196 GWh). In particolare tale risultato pari a 97 milioni, in diminuzione rispetto ai 117 milioni del primo semestre 2019, ha risentito della scarsa anemologia del periodo rispetto ai valori estremamente elevati del primo semestre 2019, del peggior scenario prezzi di mercato ed anche dell'uscita di alcuni parchi dal periodo di incentivazione; il tutto in parte mitigato dalle operazioni di copertura delle vendite di energia. I risultati all'estero al contrario sono in forte crescita sia in termini economici (+16 milioni) che di volume (+250 GWh), grazie al contributo dei 72 MW di nuovi parchi in Francia e Germania e dell'elevata ventosità del periodo. Si segnala che la produzione eolica all'estero (1.146 GWh) è stata superiore a quella in Italia (1.062 GWh) nel semestre.
- **Solare (+1 milione)**: il margine operativo lordo, pari a 35 milioni, è in lieve incremento rispetto al primo semestre 2019 (34 milioni) con volumi superiori ma scenario prezzi peggiore rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.
- **Idroelettrico (-4 milioni)**: margine operativo lordo di 40 milioni (44 milioni nel primo semestre 2019), in riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato deriva da produzioni inferiori rispetto al primo semestre 2019 causa la perdurante scarsa disponibilità di risorsa nel centro Italia, che per il secondo anno consecutivo è stata ampiamente sotto i livelli medi storici decennali, e dallo scenario negativo sui mercati dell'energia in parte compensato dalle politiche di copertura.

- **Termoelettrico (-4 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 30 milioni, è inferiore rispetto ai 34 milioni del primo semestre 2019 principalmente a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT e ad una consistente contrazione dei margini di generazione rispetto all'analogo periodo del 2019, in un contesto di mercato in forte deterioramento a seguito del lockdown per l'emergenza sanitaria Covid-19. Il semestre ha inoltre beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito. Si segnala che il Margine Operativo Lordo ha significativamente beneficiato delle politiche di copertura dello scenario prezzi sia con riferimento alle produzioni RES che ai clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

Il **margine operativo lordo adjusted** è rappresentato al netto degli effetti positivi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a circa 5 milioni oltre che dagli special items.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 114 milioni (128 milioni nel primo semestre 2019) dopo ammortamenti per 149 milioni in aumento di 4 milioni rispetto al primo semestre 2019 (145 milioni) riconducibili principalmente alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Germania e Francia avvenute nel corso del 2019 e del primo trimestre 2020.

Il **risultato operativo netto** è stato pari a 112 milioni (117 milioni nel primo semestre 2019) dopo ammortamenti per 153 milioni in aumento di 4 milioni rispetto al primo semestre 2019 (148 milioni) riconducibili alle medesime ragioni indicate a commento del risultato operativo netto adjusted e all'applicazione del principio IFRS 16 (2 milioni).

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 70 milioni, in lieve aumento rispetto al risultato del primo semestre 2019, in quanto i minori risultati operativi già commentati sono stati più che compensati da minori oneri finanziari e imposte. Gli oneri finanziari netti sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al primo semestre 2019 per il ridursi del costo del debito lordo grazie alle operazioni di liability management effettuate nel corso del 2019 fra cui l'emissione di un Green Bond a condizioni molto favorevoli. Inoltre il tax rate effettivo è risultato sensibilmente inferiore rispetto al primo semestre 2019 a seguito della re-introduzione delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE) ed all'effetto positivo per alcune società del Gruppo derivante dall'introduzione del beneficio IRAP previsto dal Decreto Rilancio (cancellazione del primo acconto IRAP 2020).

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 72 milioni, rispetto ai 2 milioni del primo semestre 2019. Si ricorda che il primo semestre 2019 risentiva principalmente degli oneri straordinari legati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del primo Green Bond e la contestuale chiusura di due importanti linee di Project Financing.

Nel primo semestre 2020 gli **investimenti** sono stati pari a **86 milioni** (307 milioni nel primo semestre 2019) e si riferiscono per circa la metà all'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia di 38 MW (per 42 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico di 36 MW in Polonia (2 milioni). Nel corso del semestre sono stati effettuati in-

investimenti in **immobilizzazioni materiali ed immateriali per 42 milioni** di cui il 63% nel settore Eolico (76% nel primo semestre 2019), principalmente correlati all'avvio delle costruzioni dei parchi eolici in Polonia e UK, il 28% nel settore Termoelettrico (15% nel primo semestre 2019) a seguito dell'avvio degli investimenti per ottenere per altri dieci anni la qualifica di impianto ad alta cogeneratività per il modulo 1 del CCGT, il 6% nel settore Idroelettrico (6% nel primo semestre 2019), il 2% nel settore Solare e il 2% nel settore Corporate (2% nel primo semestre 2019), principalmente riguardanti l'area ICT.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.503 milioni**, in aumento (26 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (86 milioni), la distribuzione di dividendi (114 milioni), il pagamento delle imposte (14 milioni⁸) in parte compensati dal positivo flusso di cassa (190 milioni⁹) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia.

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 2020 a circa 76 milioni.

8 Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento sui plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019

9 Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti

RISULTATI DEL PERIODO - BUSINESS

MERCATO DI RIFERIMENTO

Scenario prezzi

Anno 2019		1° semestre	
		2020	2019
Scenario prezzi (Euro/Mwh)			
Italia			
52,3	PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia (baseload) ⁽¹⁾	32,2	55,1
51,2	Prezzo energia elettrica zona Nord	31,4	54,4
52,2	Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	32,1	55,5
52,3	Prezzo energia elettrica zona Centro-Sud	33,1	54,9
50,9	Prezzo energia elettrica zona Sud	32,6	52,5
51,8	Prezzo energia elettrica Sardegna	32,1	54,5
62,8	Prezzo energia elettrica Sicilia	36,1	64,5
59,4	Prezzo zonale Centro Nord (peak)	36,4	61,8
92,1	Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	99,1	92,1
Estero			
39,5	Francia (Energia Elettrica base load)	23,7	41,1
37,9	Germania (Energia Elettrica base load)	23,8	38,5
84,2	Polonia	71,6	82,5
53,5	<i>di cui (Energia Elettrica base load)</i>	40,5	53,3
30,7	<i>di cui Certificati d'Origine</i>	31,1	29,2
47,5	Bulgaria (Energia Elettrica base load)	33,9	44,4
79,7	Romania (EE base load + 1 Certificato Verde)	63,3	77,2
50,3	<i>di cui Energia Elettrica base load</i>	33,9	47,8
29,4	<i>di cui Certificato Verde</i>	29,4	29,4
50,3	Irlanda del Nord (Energia Elettrica base load)	31,2	54,2
49,2	Gran Bretagna (Energia Elettrica base load)	32,7	53,4

(1) Prezzo Unico Nazionale

Mercato Italia - Domanda e produzioni

Anno 2019		1° semestre	
		2020	2019
	Mercato Italia ⁽¹⁾ (GWh)		
319.597	Domanda	143.514	157.598
2.412	Consumo pompaggi	1.353	1.259
38.163	Import/Export	13.935	19.409
283.846	Produzione interna ⁽²⁾	130.932	139.448
	di cui		
186.811	Termoelettrica	80.702	91.370
46.959	Idroelettrica	23.173	21.421
5.687	Geotermica	2.845	2.846
20.063	Eolica	10.472	11.228
24.326	Fotovoltaico	13.740	12.583

(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 2020** la domanda di energia elettrica del sistema elettrico nazionale è stata pari a 144 TWh, in diminuzione dell'8,9% rispetto ai valori registrati nel primo semestre 2019. 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 8,8 TWh, in diminuzione (-2,9%) rispetto al primo semestre 2019, inoltre 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 20,1 TWh (-8,6%).

Nello stesso periodo la produzione nazionale (netta) di energia elettrica è stata pari a 130,9 TWh, in diminuzione del 6% rispetto al primo semestre 2019, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 13,9 TWh (-28% rispetto al primo semestre 2019).

La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 62% da centrali termoelettriche e per il restante 38% da fonti rinnovabili; in particolare, tale produzione deriva per il 18% dall'idroelettrico, per il 10% dal fotovoltaico, per l'8% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica. Rispetto al primo semestre 2019 risultano in diminuzione la produzione eolica (-7%), termoelettrica (-12%), mentre ha registrato una crescita la produzione fotovoltaica (+9%) e quella idroelettrica (+8%). La produzione geotermica è rimasta in linea rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

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 2020**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 7,6 TWh (7,6 TWh nel primo semestre 2019), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 4,0 TWh (4,1 TWh nell'analogo periodo 2019), di cui circa 1,1 TWh all'estero e 2,9 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa 2,0% della domanda di energia elettrica in Italia (2,0% nel primo semestre 2019).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella¹⁰ seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)

	1° semestre	
	2020	2019
Wind - produzione eolica Italia	1.062	1.257
Wind - produzione eolica Estero	1.146	897
Solare - produzione fotovoltaica	120	119
CCGT - produzione termoelettrica	1.131	1.216
Hydro - produzione idroelettrica	553	593
ERG Power Generation - acquisti	3.595	3.561
Totale	7.607	7.642

Vendita di energia elettrica (GWh)

	1° semestre	
	2020	2019
Energia elettrica venduta a clienti captive	197	241
Energia elettrica venduta Wholesale (Italia)	6.264	6.504
Energia elettrica venduta all'estero	1.146	897
Totale	7.607	7.642

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 2020 sono state effettuate vendite di vapore¹¹ per 600 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 493 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo 2019.

¹⁰ 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.

¹¹ 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 2019		1° semestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
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%
836	Estero	874	803	72	9%
	di cui				
272	Germania	272	238	34	14%
359	Francia	397	359	38	11%
82	Polonia	82	82	0	0%
54	Bulgaria	54	54	0	0%
70	Romania	70	70	0	0%
1.929	Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.967	1.895	72	4%

(1) potenza impianti installati a fine periodo

La potenza installata al 30 giugno 2020, pari a 1.967 MW, si riferisce per 1.093 MW a parchi italiani (di cui 750 MW incentivati) e per 874 MW a parchi all'estero. L'incremento di circa 72 MW rispetto al dato al 30 giugno 2019 è dovuto all'acquisizione in Francia di tre parchi per 38,0 MW, a cui si somma un ulteriore incremento di 33,8 MW in Germania a seguito dell'acquisizione di tre parchi eolici avvenuta nel mese di settembre 2019.

Sintesi dei risultati adjusted del periodo

RISULTATI ECONOMICI

Anno 2019	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2020	2019
414	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	225	226
301	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	166	171
(169)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(84)	(82)
132	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	83	89
189	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	71	81
73%	EBITDA margin% ⁽²⁾	74%	75%
4.000	Produzioni complessive impianti eolici (GWh)	2.208	2.154

Si precisa che i dati comparativi del primo semestre 2019 sono stati oggetto di restatement (226 milioni rispetto ai 228 milioni precedentemente esposti) con riferimento a una diversa allocazione delle coperture sui business

(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 2020 risultano in diminuzione principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia e dell'andamento dei prezzi dell'energia molto inferiori a quelli del primo semestre 2019, solo in parte compensati dall'aumento della produzione all'estero e dal contributo apportato dai maggiori MW in operatività, oltre che dall'incremento derivante dal maggiore valore unitario dell'incentivo in Italia (da 92,1 a 99,0 Euro/MWh). Si segnala in particolare che, rispetto al primo semestre 2019, le produzioni Wind Italia non più incentivate ammontano a 66 GWh di produzione, con conseguenti minori ricavi per un valore pari a circa 7 milioni.

Per quanto riguarda il ricavo netto unitario in Italia nel primo semestre 2020, considerando il valore di cessione dell'energia, inclusivo del valore degli incentivi (ex certificati verdi) e degli effetti al netto delle coperture nonché altre componenti minori, per ERG è stato pari a 119,2 Euro/MWh, sostanzialmente in linea rispetto al valore di 119,1 Euro/MWh nel primo semestre 2019 principalmente a seguito del già commentato maggior valore unitario dell'incentivo che compensa il minor ricavo unitario ottenuto sui mercati dell'energia nonché del contributo positivo delle coperture.

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 2019	(Milioni di Euro)	1° semestre			
		2020	2019	Δ	Δ%
249	Italia	126	146	(20)	-14%
165	Estero	99	80	19	24%
	di cui				
46	Germania	27	20	7	32%
71	Francia	48	34	14	40%
19	Polonia	10	9	1	9%
13	Bulgaria	7	7	(0)	-6%
15	Romania	7	8	(2)	-20%
0	UK	0	0	(0)	n.a
414	Totale	225	226	(1)	0%

RICAVI NETTI UNITARI

Anno 2019	(Euro/MWh)	1° semestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
118	Eolico Italia	119	119	0	0%
96	Eolico Germania	97	100	(2)	-2%
89	Eolico Francia	90	89	1	1%
73	Eolico Polonia	72	71	1	2%
79	Eolico Bulgaria	61	77	(16)	-21%
67	Eolico Romania	52	67	(15)	-23%
n.a.	Eolico UK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Nel **primo semestre 2020** i ricavi netti unitari di Francia e Germania sono rispettivamente pari a 90 Euro/MWh e 97 Euro/MWh (incluso in Germania i rimborsi per limitazioni). Le principali variazioni dei ricavi netti unitari all'estero si sono verificate in Romania (-23% a seguito della diminuzione dei prezzi di cessione dell'energia) ed in Bulgaria (-21%) per effetto del cambio meccanismo incentivo graduale da FIT 2019 a FIP 2020.

PRODUZIONE (GWh)

Anno 2019		1° semestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
2.161	Italia	1.062	1.257	-196	-16%
	di cui				
480	Campania	244	291	(47)	-16%
221	Calabria	134	122	12	10%
525	Puglia	256	317	(61)	-19%
174	Molise	83	106	(24)	-22%
185	Basilicata	96	108	(11)	-11%
343	Sicilia	142	187	(45)	-24%
235	Sardegna	106	125	(19)	-15%
1.839	Estero	1.146	897	250	28%
	di cui				
465	Germania	274	198	76	39%
794	Francia	533	384	148	39%
255	Polonia	142	135	7	5%
135	Bulgaria	88	75	12	16%
190	Romania	110	104	5	5%
0	UK	0	0	0	n.a.
4.000	Produzioni complessive parchi	2.208	2.154	54	3%

Nel primo semestre 2020 la **produzione di energia** elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.208 GWh, in incremento del 3% rispetto al corrispondente periodo del 2019 (2.154 GWh), a seguito di una produzione in forte diminuzione del 16% in Italia (da 1.257 GWh a 1.062 GWh) ed in forte incremento del 28% all'estero (da 897 GWh a 1.146 GWh).

Il decremento delle produzioni in Italia (-196 GWh) è legato a condizioni anemologiche peggiori a quelle registrate nel 2019 sostanzialmente in tutte le regioni, con una più spiccata riduzione in Campania, Puglia, Molise e Sicilia.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 250 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+148 GWh, di cui 45 GWh per le produzioni degli impianti di recente acquisizione e 104 GWh per l'elevata ventosità riscon-

trata rispetto al primo semestre 2019), in Germania (+76 GWh di cui 69 GWh a seguito delle acquisizioni e all'entrata in funzione di parchi eolici avvenuta nel corso del 2019, oltre a 7 GWh di maggiore ventosità riscontrata).

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 2019		1° semestre		Δ
		2020	2019	
23%	Italia	22%	26%	-4%
	di cui			
22%	Campania	23%	27%	-5%
21%	Calabria	25%	23%	2%
24%	Puglia	24%	29%	-6%
25%	Molise	24%	31%	-7%
24%	Basilicata	25%	28%	-3%
20%	Sicilia	16%	22%	-5%
24%	Sardegna	22%	26%	-4%
25%	Estero	30%	26%	4%
	di cui			
20%	Germania	23%	21%	2%
25%	Francia	31%	25%	6%
36%	Polonia	40%	38%	2%
29%	Bulgaria	37%	32%	5%
31%	Romania	36%	34%	2%
24%	Load Factor ⁽¹⁾	26%	26%	0%

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

Nel primo semestre 2020 il load factor complessivo, pari al 26%, è risultato complessivamente in linea a quanto registrato nel primo semestre 2019 (26%).

In particolare in Italia la diminuzione del load factor dal 26% al 22% risente dell'elevata ventosità riscontrata nel primo semestre 2019 che si confronta con quella particolarmente ridotta del periodo.

La differenziazione geografica ha consentito di bilanciare sostanzialmente questo andamento, grazie ai load factor particolarmente elevati all'estero, dove sono risultati mediamente pari al 30% rispetto al 26% dell'analogo periodo dell'anno precedente.

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

MARGINE OPERATIVO LORDO ADJUSTED

Anno	(Milioni di Euro)	1° semestre		Δ	Δ%
		2020	2019		
191	Italia	97	117	(20)	-17%
110	Estero	70	54	16	29%
	di cui				
31	<i>Germania</i>	18	14	4	32%
47	<i>Francia</i>	35	23	13	55%
15	<i>Polonia</i>	8	8	1	9%
8	<i>Bulgaria</i>	4	5	(0)	-9%
10	<i>Romania</i>	4	5	(1)	-21%
(1)	<i>UK</i>	(1)	(0)	(0)	n.a.
301	Totale	166	171	(4)	-3%

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2020 è pari complessivamente a 166 milioni, in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (171 milioni), in un contesto generale di condizioni anemologiche sfavorevoli in Italia e maggiormente favorevoli all'estero, che contribuisce anche con un ampliamento di perimetro (+9 milioni).

Il contributo in Italia, in netta diminuzione rispetto al primo semestre 2019, riflette principalmente i minori volumi dovuti alla già commentata minor ventosità riscontrata e il peggior scenario energia.

I migliori risultati all'estero (+16 milioni) beneficiano della maggiore capacità installata in Francia (+3 milioni) e Germania (+5 milioni), e delle maggiori produzioni complessive (+7 milioni), al netto dei maggiori costi fissi dovuti principalmente alle maggiori manutenzioni effettuate nel periodo.

L'**EBITDA margin** del primo semestre 2020 è risultato complessivamente pari al 74%, confermandosi su un valore assoluto particolarmente elevato, in lieve decremento rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (75%), a seguito del già commentato phase out degli incentivi di alcuni impianti e dello scenario sfavorevole, nonostante l'apporto dei parchi eolici all'estero.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2020 (**71 milioni**) si riferiscono principalmente all'acquisizione di parchi eolici in Francia (38 MW) avvenuta nel primo trimestre 2020, oltre che per lo sviluppo dei parchi eolici in Polonia e UK.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

ITALIA

• ARERA – Valore medio annuo EE per calcolo incentivi

Lo scorso 30 gennaio 2020 l'ARERA ha pubblicato la delibera per la determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2019, ai fini della quantificazione del valore degli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi per l'anno 2020. Tale valore medio è pari a 53,01 Euro/MWh; di conseguenza, il valore dell'incentivo per il 2020 è pari a 99,05 Euro/MWh.

• Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi – Emergenza Covid-19

Con la deliberazione n. 121/2020 del 7 aprile 2020, l'ARERA – in virtù delle dinamiche di mercato che si sono innescate in conseguenza dell'emergenza sanitaria Covid-19 – ha disposto l'adozione di una disciplina transitoria per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le unità non abilitate (inter alia: eolico, solare, idroelettrico non abilitato ad MSD, unità di consumo).

Il meccanismo – in vigore dal 10 marzo al 30 giugno 2020 – ha previsto che, ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento per le unità non obbligatoriamente abilitate, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate su MSD siano modificati in modo da rientrare in un range con un valore massimo (*cap*) e minimo (*floor*). Il *cap* è determinato come il massimo tra:

- a) il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale (tecnologia con il costo variabile più elevato del parco di generazione utilizzabile in tempo reale);
- b) il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate su MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Il *floor* viene calcolato come il 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate su MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Come stabilito con la deliberazione n. 207/2020 dello scorso 9 giugno, il provvedimento ha prodotto effetti sino allo scorso 30 giugno. Tale meccanismo ha generato un beneficio per effetto di una generale riduzione degli oneri di sbilanciamento. Dal 1° luglio 2020, la valorizzazione degli sbilanciamenti ritorna ad essere calcolata secondo la regolazione stabilita dalla deliberazione n. 111/06 e s.m.i.

• Proroga termini adempimenti GSE – Emergenza Covid-19

In esecuzione delle disposizioni governative, a fine marzo il GSE ha adottato alcune proroghe ai procedimenti relativi ai settori energetici incentivati. In particolare, è stato prorogato dal 9 agosto 2020 al 5 febbraio 2021 il termine ultimo per l'entrata in esercizio per poter accedere alle tariffe previste dal DM 23/06/2016, riservato agli impianti ammessi alle graduatorie ai sensi del primo bando del DM 4/07/2019, cosiddetto DM FER 1.

Lo scorso maggio il GSE è nuovamente intervenuto riaggiornando i termini di adempimento. Nello specifico, ha prorogato la tempistica entro la quale deve avvenire la comunicazione relativa alla realizzazione degli interventi

di manutenzione e ammodernamento sugli impianti incentivati, in origine fissata in 60 giorni dalla fine dei lavori. Qualora il termine dei lavori ricada tra il 23 febbraio e il 15 maggio, la comunicazione deve essere inviata entro 142 giorni; se invece è il termine di adempimento a ricadere tra il 23 febbraio e il 15 maggio, la decorrenza dei 60 giorni parte dal 16 maggio.

• **Risultati della prima sessione di aste e registri ai sensi del Decreto Ministeriale 4 luglio 2019**

La classifica delle prime procedure di asta e registri svoltasi ai sensi del DM 4 luglio 2019 è stata pubblicata ufficialmente dal GSE il 28 gennaio. Il GSE ha ricevuto 888 domande per una capacità complessiva di 772 MW, quindi leggermente superiore al volume di asta pari a 730 MW. I risultati dell'asta sugli impianti eolici e fotovoltaici di grande taglia, che partecipano in unico raggruppamento, mostrano che la partecipazione è stata piuttosto limitata (solo 26 domande per 595 MW contro 500 MW disponibili) e ha riguardato quasi esclusivamente progetti eolici, nessuno dei quali collegato a progetti di repowering. Lo sconto sul prezzo base (pari a 70 Euro/MWh) ha variato dal 30,54% (pari a un valore CFD di 49 Euro/MWh) al 4,29% (pari al valore CFD di 67 Euro/MWh) con un prezzo medio di offerta di 55 Euro/MWh. Riguardo i Registri, tutti i contingenti sono andati esauriti ed assegnati a impianti idroelettrici, eolici e FV, ad eccezione del contingente dedicato al FV installato in sostituzione dell'eternit e dell'amianto assegnato per solo l'8% della capacità disponibile. Quanto ai Rifacimenti, si è registrato un bassissimo interesse da parte degli operatori.

• **Risultati della seconda sessione di aste e registri ai sensi del Decreto Ministeriale 4 luglio 2019**

Lo scorso 31 gennaio è stato aperto dal GSE il secondo bando per l'iscrizione alle Aste e ai Registri previsti dal DM 4 luglio 2019, noto come "DM FER1"; il bando è stato chiuso il 1° marzo 2020 ed ha incluso i contingenti di potenza non assegnati con il bando precedente.

La graduatoria è stata pubblicata il 28 maggio; il GSE ha ricevuto 875 domande per una capacità complessiva di 587,5 MW, a fronte di un contingente complessivo pari a 872 MW. I risultati dell'asta sugli impianti eolici e fotovoltaici di grande taglia, che partecipano in unico raggruppamento denominato Gruppo A, mostrano che la partecipazione è stata inferiore alla capacità disponibile (solo 22 domande per 425 MW a fronte di 500 MW disponibili) e ha riguardato quasi esclusivamente progetti eolici. Lo sconto sul prezzo base, pari a 70 Euro/MWh, è variato dal 18,71% (pari a un valore CFD di 57 Euro/MWh) al 2,29% (pari al valore CFD di 68 Euro/MWh) con un prezzo medio di offerta di 65 Euro/MWh. Riguardo ai Registri, tutti i contingenti sono andati esauriti ed assegnati a impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici, ad eccezione del contingente dedicato al fotovoltaico a tetto in sostituzione dell'eternit e dell'amianto, assegnato per solo il 3,3% della capacità disponibile. Quanto ai Rifacimenti, si è registrato un bassissimo interesse da parte degli operatori.

Il terzo bando previsto dal DM 4 luglio 2019 si è aperto il 31 maggio ed è stato chiuso il 30 giugno.

Per le aste del Gruppo A sono stati messi a disposizione circa 775 MW, composti dai 700 MW stabiliti originariamente e dall'avanzo di circa 75 MW non assegnati nella seconda asta, ferma restando la riallocazione per fonte prevista dal Decreto.

FRANCIA

- **Modifica delle procedure d'asta eoliche onshore relative alla sesta sessione 2020**

Lo scorso 11 febbraio 2020 l'Autorità per l'energia francese (CRE) ha aggiornato le procedure per le aste eoliche onshore che si svolgeranno dal 1° luglio 2020 (sesta sessione). Tra i principali emendamenti, vi sono (i) la possibilità di passare dalla FIP 2016 al meccanismo delle aste, posta la rinuncia alla FIP 2016; (ii) l'eliminazione del limite alla restituzione, da parte del produttore, della differenza negativa tra la tariffa aggiudicata e il prezzo medio mensile (CFD a due vie); (iii) il divieto di cumulo tra incentivi pubblici; (iv) l'introduzione di un indice che misura il costo di investimento del progetto selezionato riconducibile alla produzione francese ed europea.

Alla luce dell'emergenza sanitaria Covid-19, il 1° aprile 2020 il Ministère de la Transition écologique et solidaire ha inoltre stabilito che il contingente di 752 MW previsto per l'asta del 1° luglio venga suddiviso in due tranches tra la sessione di luglio, in cui viene assegnato un terzo del contingente e la sessione del 1° novembre (aggiuntiva), in cui sono allocati i rimanenti due terzi del contingente. Inoltre, viene concessa un'estensione delle tempistiche per l'entrata in esercizio degli impianti aggiudicatari.

ROMANIA

- **Approvazione di una riduzione del contributo annuale dovuto dagli operatori del settore energia elettrica e gas**

Con l'Ordinanza 1/2020 del 9 gennaio 2020, il Governo ha riportato il valore del contributo pagato annualmente all'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) dal 2% dei ricavi dell'anno precedente previsto per il 2019 al valore previsto per il 2018 pari 0,1% dei ricavi dell'anno precedente. Pertanto, a partire dal 15 gennaio 2020 tale contributo è pari allo 0,1% dei ricavi.

- **Definizione della quota d'obbligo per l'acquisto dei CV per il 2020**

Con l'ordinanza 238/2019 del 20 dicembre 2019 l'Autorità per la Regolamentazione del settore Energia (ANRE) ha definito la quota d'obbligo 2020, pari a 0,45061 CV/MWh.

- **Approvazione della nuova modalità di settlement degli sbilanciamenti**

Attraverso la Risoluzione n. 63/2020 l'ANRE ha approvato il programma per l'implementazione del passaggio del periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti da 1 ora a 15 minuti. L'implementazione è prevista per il 31.12.2020.

POLONIA

- **Aste eoliche onshore – fotovoltaica 2020**

A gennaio 2020 il governo polacco ha pubblicato il Regolamento 22 gennaio 2020 che prevede disposizioni per le aste 2020 dedicate agli impianti di capacità maggiore di 1 MW della tecnologia eolica e FV. Tra le principali disposizioni del Regolamento vi sono (i) il contingente di produzione incentivabile, ovvero, il volume di energia che potrà beneficiare degli incentivi nel corso degli anni di incentivazione previsti, a 46,29 TWh; (ii) la spesa massima prevista per l'incentivazione dei progetti selezionati a PLN 14,02 Mld. Secondo stime del Ministro dell'Energia i volumi di

energia oggetto di incentivazione corrispondono alla produzione equivalente di 800 MW onshore wind e 1,5 GW fotovoltaico.

Lo scorso 4 maggio il Ministero del Clima polacco ha pubblicato i prezzi di riferimento e il periodo di durata dell'incentivazione per le aste 2020. Il prezzo di riferimento per impianti eolici di capacità superiore a 1 MW è pari a 250 PLN/MWh (già 285 PLN/MWh per le aste 2019), mentre per gli impianti PV di capacità superiore a 1 MW è 340 PLN/MWh (già 365 PLN/MWh per le aste 2019). La durata massima del periodo di incentivazione è di 15 anni.

La sessione d'asta, non ancora ufficialmente calendarizzata, dovrebbe tenersi nel quarto trimestre dell'anno in corso.

BULGARIA

- **Energy & Water Regulatory Commission, fissato il prezzo stimato dell'energia elettrica per il periodo 01/07/2020 – 30/06/2021**

L'Autorità di Regolazione bulgara per l'energia, Energy and Water Regulatory Commission (EWRC), ha approvato il 1° luglio il nuovo prezzo stimato dell'elettricità per il periodo regolatorio 01/07/2020 – 30/06/2021. Il valore del prezzo dell'energia che sarà utilizzato per la determinazione della tariffa premio spettante agli impianti eolici incentivati è stato fissato in 42,67 Euro/MWh, in diminuzione di 0,36 Euro/MWh rispetto al valore di 43,03 Euro/MWh applicato nel precedente periodo.

UK

- **Mercato elettrico Isola d'Irlanda: Capacity Market**

Il meccanismo di remunerazione della capacità per l'isola d'Irlanda, approvato dalla Commissione Europea nel 2017, è basato su un sistema di reliability options e prevede l'effettuazione di aste specifiche per l'assegnazione di contingenti di capacità. A fronte del pagamento di un premio in Euro/MW/anno, l'assegnatario si impegna al pagamento di un Corrispettivo Variabile (CR) pari alla differenza tra il prezzo registrato nel Mercato del Giorno Prima ed un prezzo Strike definito per ogni singola asta e determinato in base alla tecnologia marginale con il costo variabile più elevato. Allo stato attuale, questo valore è pari a 500 Euro/MWh, pari al costo variabile di un'unità di consumo. La nuova capacità che partecipa al meccanismo si aggiudica un contratto pluriennale della durata di 10 anni. La tecnologia eolica può partecipare alle aste del capacity market, con un *de-rating factor* pari al 8,9% della capacità nominale installata.

Il 15 gennaio 2020 sono stati pubblicati i risultati definitivi dell'asta T-2 per l'anno 2021/2022 tenutasi il 5 e 6 dicembre 2019. ERG ha partecipato all'asta con la capacità corrispondente a due impianti eolici in progetto aggiudicandosi una capacità di circa 6 MW ad un prezzo di 40.9 k€/MW/anno per la durata complessiva di 10 anni.

- **CFD**

Lo scorso 2 marzo il *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) del Governo ha avviato una consultazione riguardo le regole per le prossime aste per i *Contract for Difference* (CfD) *Allocation Round 4* (AR4) che si terrà nel 2021.

Attraverso il documento di consultazione è stato annunciato che tali aste saranno nuovamente estese alle tecnologie definite come mature, tra cui l'eolico onshore e il fotovoltaico. Resterebbero da ufficializzare l'eventuale possibilità di partecipazione per i progetti in fase di realizzazione – fattispecie prevista nella scorsa asta – ed i parametri finali, compresa la quantificazione dei contingenti per ogni tipo di tecnologia.

GERMANIA

• Riforma EEG

Lo scorso 29 aprile il gabinetto del governo ha approvato una misura per la modifica della legge sulle energie rinnovabili (EEG) che prevede la definitiva rimozione della possibilità per le cooperative energetiche di partecipare alle aste con progetti non ancora autorizzati.

Per contrastare le difficoltà legate all'emergenza Covid-19, i tempi di realizzazione e di entrata in esercizio per progetti di energia rinnovabile che hanno subito ritardi, o che li subiranno entro il 30 novembre 2020, sono incrementati di sei mesi, passando da 28 a 34 mesi.

SOLARE

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte solare con una capacità installata di 141 MW, di cui 51,4 MW acquisiti nel 2019 relativi a 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 2019	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2020	2019
71	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	38	37
63	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	35	34
(41)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(21)	(20)
22	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	14	14
221	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1	220
88%	Ebitda Margin % ⁽²⁾	92%	90%
226	Produzioni complessive impianti solari (GWh)	120	119

(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 2020 le produzioni sono risultate pari a circa 120 GWh, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2019, ed il relativo load factor pari al 19% (in linea con il 19% dell'analogo periodo del 2019).

I ricavi del primo semestre 2020 sono stati pari complessivamente a 38 milioni, di cui 33 milioni relativi a ricavi da conto energia e 5 milioni a ricavi da vendita di energia.

Nel primo semestre 2020 i relativi **ricavi netti unitari** sono stati complessivamente pari a 311 Euro/MWh rispetto ai 314 Euro/MWh nel primo semestre 2019, di cui principalmente 268 Euro/MWh relativi a conti energia e circa 43 Euro/MWh ai ricavi da vendita di energia. La riduzione è riconducibile ai minori prezzi "merchant", in parte compensati dai maggiori ricavi unitari relativi ai parchi con diversi regimi incentivanti (cosiddetti "Conto Energia") nonché dall'effetto positivo delle coperture.

Il **margine operativo lordo adjusted** del primo semestre 2020, pari a 35 milioni, è in lieve incremento rispetto all'anno precedente (34 milioni) ed è relativo per 38 milioni ai ricavi sopra commentati e 3 milioni di costi fissi, relativi principalmente a costi di manutenzione.

L'**EBITDA margin** del primo semestre 2020 è risultato complessivamente pari al 92% (90% nel primo semestre 2019).

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2020 (**1 milione**) si riferiscono principalmente a commesse finalizzate a incrementare ulteriormente l'efficienza degli impianti.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

Si veda il paragrafo del capitolo dedicato all'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 2019	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2020	2019
119	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	59	62
87	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	40	44
(57)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(29)	(29)
30	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	11	16
6	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2	2
74%	Ebitda Margin %	69%	71%
1.229	Produzioni complessive impianti idroelettrici (GWh)	553	593

Si precisa che i dati comparativi del primo semestre 2019 sono stati oggetto di restatement (62 milioni rispetto ai 60 milioni precedentemente esposti) con riferimento a una diversa allocazione delle coperture sui business.

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

Nel primo semestre 2020 i ricavi, pari a 59 milioni, sono relativi principalmente alle vendite di energia elettrica (principalmente sul mercato spot) per 34 milioni, ai ricavi da tariffa incentivante (ex certificati verdi) per 25 milioni.

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 2020 è risultato pari a 40 milioni (44 milioni nel primo semestre 2019), in diminuzione, principalmente per effetto della scarsa idraulicità riscontrata nel periodo e del peggior scenario energia seppur in parte mitigato dalle coperture.

Le produzioni complessive di ERG Hydro nel primo semestre 2020 pari a 553 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 a circa 107 Euro/MWh, in lieve aumento rispetto ai 105 Euro/MWh del primo semestre 2019.

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

superiore a quello del 2019 di 92 Euro/MWh e pari a circa 99 Euro/MWh.

L'EBITDA margin del primo semestre 2020 è risultato complessivamente pari al 69%, in diminuzione rispetto al 71% del primo semestre 2019.

Il load factor consuntivo nel periodo, pari al 24% (rispetto al 26% del primo semestre 2019) è caratterizzato dalla minore idraulicità riscontrata, a livelli fortemente inferiori alla media storica.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 531, 531 e 132 metri s.l.m., rispetto ai valori di 533, 526 e 134 metri s.l.m. al 31 dicembre 2019; complessivamente l'energia invasata risulta in incremento a seguito dei fenomeni stagionali al netto degli utilizzi del periodo.

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

Si veda anche il paragrafo del capitolo dedicato all'eolico.

• **Aggiornamento sovracanonni BIM**

Dopo l'aggiornamento dei sovracanonni per Enti rivieraschi di fine 2019, lo scorso 26 febbraio è stato pubblicato il Decreto Direttoriale del Ministero dell'Ambiente per la determinazione del valore del sovracanone BIM – dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua a scopo idroelettrico con potenza superiore a 220 kW – per il periodo 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2021 compresi nel perimetro di un Bacino Imbrifero Montano.

Tale valore, per lo scorso biennio pari a 30,67 Euro/kW, è stato elevato per gli anni 2020-21 a 31,13 Euro/kW.

• **Decreto Legge "Cura Italia" – Emergenza Covid-19**

Il 30 aprile è stata pubblicata la legge n.27/2020 di conversione del Decreto-Legge "Cura Italia", con cui è stata introdotta una proroga di 7 mesi del termine per la pubblicazione, da parte delle Regioni, delle leggi sulla disciplina sulle grandi derivazioni a scopo idroelettrico disposta dalla Legge 12/2019. Il termine originario del 31 marzo 2020 è stato pertanto differito al 31 ottobre 2020 e con esso gli effetti delle leggi approvate.

• **Aggiornamento canone demaniale Regione Lazio**

Lo scorso 28 maggio la Regione Lazio ha pubblicato i canoni demaniali dovuti per le concessioni di derivazione di acqua pubblica con riferimento all'anno 2020. I nuovi canoni sono determinati maggiorando quelli dell'anno 2019 in misura pari al tasso di inflazione programmato dello 0,8%; il canone 2020 per derivazione di acqua ad uso idroelettrico è quindi pari a 31,72 Euro/kW.

TERMOELETTTRICO

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria della centrale a ciclo combinato 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 2019	(Milioni di Euro)	1° semestre	
		2020	2019
418	Ricavi della gestione caratteristica adjusted	176	205
69	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	30	34
(28)	Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(15)	(14)
41	Risultato operativo netto adjusted ⁽¹⁾	15	20
15	Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	12	4
17%	Ebitda Margin %	17%	17%
2.504	Produzioni complessive impianti termoelettrici (GWh)	1.131	1.216

(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 2020** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.131 GWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019 (1.216 GWh) a fronte di un contesto di mercato con margini di generazione fortemente penalizzati dalla significativa diminuzione dei prezzi di mercato in Sicilia in parte contenuta dalla riduzione del prezzo del gas e della CO₂, nonché dalle politiche di copertura del clean spark spread effettuate in linea con le risk policy di Gruppo.

La fornitura netta di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo è risultata pari a 600 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 493 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2019.

Il margine operativo lordo adjusted del **primo semestre 2020** è risultato pari a 30 milioni (34 milioni nel primo semestre 2019), con risultati in decremento a seguito della attesa minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT. Il semestre ha inoltre beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito.

Investimenti

Gli investimenti del primo semestre 2020 (**12 milioni**) si riferiscono principalmente al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT, che peraltro permetteranno di rinnovare il diritto alla maturazione di titoli di efficienza energetica a partire dal 1° gennaio 2022 per ulteriori dieci anni.

Proseguono inoltre le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Aggiornamenti normativi e regolatori di rilievo nel periodo

• **Titoli di efficienza energetica (TEE). Sentenza TAR Lombardia n. 2538/2019 e delibere conseguenti**

Lo scorso 28 novembre 2019 è stata pubblicata la sentenza di primo grado del TAR Lombardia n. 2538/2019 che, accogliendo un ricorso di ACEA e Italgas, ha annullato il DM 10 maggio 2018 nella parte in cui prevede la determinazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di un *cap* di 250 Euro al contributo tariffario per la copertura dei costi dei TEE. Di conseguenza, tutte le delibere di ARERA emanate in applicazione del DM 10 maggio 2018 sono state annullate, nello specifico le delibere 487/2018, 501/2018, 209/2019 e 273/2019. In esecuzione della sentenza, lo scorso 12 dicembre l'ARERA ha pubblicato la deliberazione 529/2019 con cui avvia un procedimento di riforma del meccanismo di determinazione del contributo tariffario (CT) da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas. A valle di una specifica consultazione effettuata con il Documento di Consultazione 47/2020, ARERA ha approvato la delibera 270/2020/R/efr pubblicata lo scorso 17 luglio con la quale è stato modificato il meccanismo di calcolo del CT e preso atto delle modifiche al sistema dei TEE introdotte dal c.d. "DL Rilancio". Le principali disposizioni della delibera 270/20 hanno riguardato la conferma del valore del Cap a 250 Euro/TEE e dei principi per il calcolo del contributo stesso, la previsione di una specifica componente addizionale da riconoscere ai soggetti obbligati parametrata alla disponibilità di TEE nel mercato, misure temporanee a favore dei distributori per favorirne la liquidità finanziaria e la specifica indicazione, già contenuta nel "DL Rilancio", che l'anno d'obbligo 2019 si concluderà il 30 novembre 2020, mentre l'anno d'obbligo 2020 avrà eccezionalmente inizio il 1 dicembre 2020 per concludersi regolarmente il 31 maggio 2021.

• **Titoli di efficienza energetica (TEE). Obblighi risparmio di energia per l'anno 2020**

Con Determina 1/2020 del 31 gennaio 2020, ARERA ha definito e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico il valore degli obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali nel settore dell'energia elettrica e del gas per l'anno d'obbligo 2020.

• **Proroga termini adempimenti GSE per CAR– Emergenza Covid-19**

In esecuzione delle disposizioni governative già descritte nel paragrafo relativo al settore eolico, il GSE ha prorogato i termini per la presentazione delle richieste per la Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) prima dal 31 marzo al 22 maggio 2020; con un secondo intervento del 21 maggio, ha ulteriormente prorogato tali termini al 21 giugno 2020.

Vengono inoltre prorogati al 30 novembre 2020 i termini in tema di adempimento degli obblighi posti in capo alle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas, in relazione agli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico.

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. Con il DM 4 luglio 2019 eolico e FV concorrono insieme per lo stesso contingente sia per i registri sia per le aste. Durata incentivo: 20 anni.

Germania

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

Francia

- Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica entro dicembre 2015: *feed-in tariff* (FIT) erogata per 15 anni, definita in base all'anno di stipula della domanda di acquisto della produzione di energia elettrica e aggiornata annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali. Dopo 10 anni di esercizio subisce una riduzione per i successivi 5 anni di incentivazione in funzione del load factor effettivo dell'impianto se le ore annue di funzionamento risultano superiori a 2.400.
- Impianti che hanno stipulato la domanda di acquisto della produzione di energia elettrica nel 2016: *feed-in premium* (FIP). La FIP è articolata in più componenti: *complément de rémunération*, calcolata come differenza tra la FIT vigente e il prezzo medio mensile dell'energia ponderato sul profilo eolico nazionale, più un premio di gestione a copertura dei costi di gestione della vendita dell'energia.
- Nuovi impianti che non rientrano nelle categorie precedenti: il riconoscimento degli incentivi avviene tramite procedure d'asta o ad accesso diretto nel caso di impianti con capacità inferiore a 18 MW e aerogeneratori di potenza unitaria non superiore a 3 MW.

Bulgaria

- Tariffa (*feed-in tariff* - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. La durata dell'incentivazione varia in funzione della data di entrata in esercizio e può essere pari a 12 anni o 15 anni. 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. Dal 1° ottobre 2019 anche gli impianti esistenti di capacità compresa tra 1 MW e 4 MW sono passati alla FIP.

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 al ribasso multitecnologica eolico – fotovoltaico. I contingenti e i prezzi base d'asta sono definiti dal Governo. L'incentivo è calcolato come differenza tra il prezzo aggiudicato, inflazionato annualmente, e il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (CFD a due vie).

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 sono posti rispettivamente a 35 Euro/MWh e 29,4 Euro/MWh;
- La quota d'obbligo, in capo ai consumatori di energia elettrica, 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;
- Il DM 17/10/2014 (c.d. provvedimento "spalma incentivi") ha introdotto l'obbligo per i produttori di scegliere, entro novembre 2014, una modalità di rimodulazione dell'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.

INCENTIVI SETTORE SOLARE

(segue)

Italia

- Il DM 4 luglio 2019 consente agli impianti fotovoltaici di accedere agli incentivi tramite aste e registri insieme al contingente eolico a condizione che:
 - a) siano autorizzati;
 - b) utilizzino componenti nuovi;
 - c) rispettino il divieto di installazione dei moduli collocati a terra in area agricola.
 Durata incentivo: 20 anni.

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 che hanno richiesto l'incentivo ai sensi del DM 6 luglio 2012 e del DM 23 giugno 2016:
 - se di potenza inferiore a 250 KW, tariffa onnicomprensiva per 20 anni tramite accesso diretto;
 - se di potenza compresa tra i 250 kW e 10 MW, CFD ad una via tramite Registro per 20 anni per gli impianti fino ad 1 MW; 25 anni per gli impianti di potenza superiore se incentivati con il DM 6 luglio 2012, altrimenti per 30 anni se di potenza superiore a 5 MW e se incentivati con il DM 23 giugno 2016;
 - se di potenza maggiore a 10 MW, CFD ad una via tramite asta per 25 anni se incentivati con il DM 6 luglio 2012, altrimenti per 30 anni se incentivati con il DM 23 giugno 2016;
- Impianti che richiedono l'incentivo ai sensi del DM 4 luglio 2019:
 - se di potenza inferiore a 250 kW e rientranti in determinate casistiche, accesso a tariffa onnicomprensiva tramite Registro per 20 anni;
 - se di potenza compresa tra 250 e 400 KW, CFD a due vie per 20 anni tramite registro;
 - se di potenza compresa tra 400 KW e 1 MW, CFD a due vie per 25 anni tramite registro;
 - se di potenza superiore a 1 MW, CFD a due vie tramite asta per 30 anni.

La maggior parte degli impianti idroelettrici del Gruppo ERG sono incentivati tramite tariffa FIP per la durata di 15 anni a seguito di intervento di rifacimento parziale idroelettrico.

Ulteriori impianti di tipo mini-idroelettrico sono incentivati tramite tariffa fissa onnicomprensiva assegnata ad accesso diretto (secondo il DM 23 giugno 2016) o a seguito di positiva partecipazione alla selezione tramite registri ai sensi del DM 4 luglio 2019.

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. ERG è titolare di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (CAR), basato su tecnologia a ciclo combinato alimentato a gas naturale, cui sono riconosciuti Titoli di Efficienza Energetica in funzione dei risparmi di energia realizzati annualmente. In particolare, si segnala che il modulo 1, che ne ha beneficiato fino al 2019, sarà oggetto di intervento di rifacimento che permetterà il riconoscimento di TEE per ulteriori dieci anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio successiva all'intervento, prevista entro il 2021. Il modulo 2 terminerà invece il periodo di riconoscimento dei TEE il 31 dicembre 2020.

AGGIORNAMENTI NORMATIVI E ISTITUZIONALI DI RILIEVO NEL PERIODO

GENERALE

Unione europea

• **European Green Deal**

A breve tempo dall'insediamento di fine 2019, i vertici della Commissione Europea (CE) hanno presentato l'European Green Deal (EGD) in occasione della COP 25 tenutasi a Madrid dal 2 al 13 dicembre 2019.

L'EGD costituisce il progetto legislativo dell'Unione Europea per conseguire una condizione di neutralità climatica entro il 2050 (zero emissioni nette di CO₂ di origine antropica).

Tra le "azioni" principali che costituiranno l'EGD, alcune riguardano direttamente il settore dell'energia, in particolare il Piano generale per la riduzione delle emissioni di gas-serra al 2030 tra il 50% e il 55% – contro l'attuale 40% del Clean Energy Package – per raggiungere la "neutralità climatica" entro il 2050. La presentazione del Piano dovrebbe avvenire nell'estate 2020. Saranno pertanto revisionati i provvedimenti di policy per realizzare tale nuovo obiettivo, comprese le direttive sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica.

Entro il 2020 la CE pubblicherà la valutazione finale dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) che dovranno poi essere revisionati nel 2023 per adeguarli ai nuovi target dell'EGD.

Le Linee guida sugli aiuti di Stato saranno revisionate entro il 2021 e, verrà proposta la revisione della *Energy Taxation Directive* in chiave ambientale, probabilmente associata ad un *carbon border adjustment mechanism* alle frontiere europee.

A metà gennaio 2020 il Parlamento Europeo ha accolto favorevolmente l'EGD della Commissione, suggerendo di elevare al 55% l'obiettivo di riduzione dei GHG al 2030 e di revisionare la direttiva ETS, oltre a rimuovere le sovvenzioni dirette e indirette ai combustibili fossili entro il 2020.

Nello stesso periodo la Commissione Europea, nell'ambito dell'EGD, ha presentato al Parlamento Europeo il *Sustainable Europe Investment Plan*.

Il Piano dovrebbe mobilitare per i prossimi 10 anni un volume di investimenti pari a circa 1.000 miliardi di Euro, la metà dei quali provverranno in primis dal Budget di lungo termine della UE e in misura minore dai proventi dell'*Emission Trading System*. La restante metà sarà finanziata a carico degli Stati Membri e dalla Banca europea per gli investimenti, oltreché dal settore privato.

Per accedere ai fondi previsti per agevolare la transizione energetica, gli Stati Membri dovranno individuare territori ammissibili mediante piani territoriali accordati con la Commissione. Dalle aree agevolabili sono esclusi i siti con centrali nucleari.

• **Covid-19 – proposte di Recovery Plan: MES-Covid e Next Generation EU**

La crisi pandemica scatenata dallo scorso febbraio 2020 dalla diffusione su scala mondiale del virus SARS-CoV-2, noto come Covid-19, ha impattato prepotentemente sui tessuti economico e sociale dell'Unione e degli Stati Membri, imponendo una revisione delle priorità di azione politica e delle allocazioni finanziarie correlate.

Lo scorso 23 aprile 2020 il Consiglio Europeo ha raggiunto un accordo su alcuni strumenti da adottare per fronteggiare i primi effetti della pandemia e ha dato mandato alla Commissione Europea di presentare una proposta per l'istituzione di un Fondo per la ripresa.

Sono stati individuati strumenti del valore complessivo di circa di 540 miliardi di Euro.

Lo scorso 27 maggio la Commissione ha presentato il Multi Year Financial Framework dell'Unione (Bilancio) per il periodo 2021-2027, associato alla proposta di Fondo straordinario per la ripresa economica post-Covid.

Il pacchetto prevede le seguenti misure principali: l'incremento del Bilancio dell'Unione per il periodo 2021-2027 a circa 1.100 miliardi di Euro (+10% vs. periodo 2013-2020) e la costituzione di un fondo straordinario da 750 miliardi di Euro – denominato Next Generation EU (NGEU) – formato in parte da contributi a fondo perduto (grants) ed in parte da prestiti (loans) e con ampi tempi di rientro (entro il 2058).

Larga parte del fondo da 750 miliardi sarà destinato al *Recovery and Resilience Fund*, la cui fruizione da parte degli Stati membri è subordinata all'utilizzo esclusivo per investimenti mirati al Green Deal e alla digitalizzazione.

Per accedere ai fondi gli Stati membri dovranno infatti presentare Piani di recupero nazionali con evidenza dei progetti funzionali al Green Deal, in coerenza con i Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) già presentati alla Commissione. Il processo di intesa tra Commissione, Consiglio e Parlamento europei sulla proposta di pacchetto è già stato attivato. Il Consiglio europeo ha raggiunto un accordo lo scorso 21 luglio che sostanzialmente conferma la proposta della Commissione. In caso di raggiungimento dell'accordo con il Parlamento entro l'estate, il nuovo bilancio dell'Unione e l'adozione del Next Generation EU potrebbero essere operativi per l'inizio del 2021.

SURE / ESM Pandemic Crisis Support / EIB Guarantee Fund for Workers and Businesses	EUR 540 billion « MES - Covid »
Next Generation EU	Temporary reinforcement EUR 750 billion
Multiannual Financial Framework	EUR 1100 billion

Italia

• Principali provvedimenti correlati all'emergenza SARS-CoV-2 (Covid-19)

Lo scorso 11 marzo 2020 l'Organizzazione mondiale della sanità ha dichiarato la situazione di pandemia per il Covid-19. In Italia viene contestualmente emanato un Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri (DPCM) per la chiusura delle attività commerciali non essenziali sull'intero territorio nazionale. Il settore energetico (distribuzione di carburanti e attività connesse alla generazione elettrica) non è stato interessato dal blocco.

In seguito vengono emessi diversi provvedimenti che riguardano, tra l'altro, la sospensione dei termini nei procedimenti amministrativi ed effetti degli atti amministrativi *in itinere*, inclusi i procedimenti autorizzativi.

Viene inoltre istituito un comitato di 17 esperti in materia economica e sociale, presieduto dal manager Vittorio Colao, incaricato di elaborare le proposte per una graduale ripresa delle attività lavorative.

Il 30 aprile è stata pubblicata la Legge n. 27/2020 di conversione del Decreto-Legge "Cura Italia", riguardante misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse. Attraverso tale legge viene introdotta una proroga di sette mesi del termine per la pubblicazione, da parte delle Regioni, delle leggi sulla disciplina sulle grandi derivazioni a scopo idroelettrico disposta dalla Legge 12/2019. Il termine originario del 31 marzo 2020 è stato pertanto differito al 31 ottobre 2020 e con esso gli effetti delle leggi approvate.

Sono state inoltre apportate modifiche in tema di sospensione dei termini nei procedimenti amministrativi, effetti

degli atti amministrativi in scadenza e deposito temporaneo di rifiuti.

Il 19 maggio 2020 è stato pubblicato il Decreto Legge 19 maggio, n. 34 noto anche come D.L. Rilancio; tra le principali disposizioni correlate al settore energia contenute si segnalano la riduzione degli oneri delle bollette elettriche per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020 ed alcune misure a sostegno del meccanismo dei Certificati bianchi (CB). È infatti prevista la proroga della chiusura dell'anno d'obbligo 2019 dal 22 luglio al 30 novembre 2020; con riferimento ai Certificati Bianchi per la cogenerazione ad alto rendimento, il Decreto permette di incrementare la liquidità di Certificati immessi sul mercato tramite l'anticipo dell'inizio del periodo di rendicontazione alla data di entrata in esercizio per i nuovi impianti e soprattutto l'anticipo della data di inizio dell'emissione degli incentivi, salvaguardando i piani industriali alla base degli investimenti sostenuti.

È prevista una riduzione delle rate di acconto mensili dell'accisa sul gas naturale e sull'energia elettrica, da versare nel periodo dal mese di maggio 2020 al mese di settembre dello stesso anno, mentre i pagamenti dell'accisa sui prodotti energetici immessi in consumo nei mesi di aprile, maggio, giugno, luglio e agosto 2020 possono essere effettuati a titolo di acconto all'80%; il versamento del saldo è effettuato entro il 16 novembre 2020 senza il pagamento di interessi.

• **Rapporto del Comitato di esperti per il Presidente del Consiglio dei Ministri**

Lo scorso 8 giugno il Comitato di esperti in materia economica e sociale, istituito con DPCM del 10 aprile 2020 nell'ambito dell'emergenza Covid-19 e diretto dal manager Vittorio Colao, ha presentato il suo Rapporto sulle raccomandazioni per facilitare e a rafforzare la fase di rilancio successiva all'epidemia Covid-19.

Il Rapporto si basa su tre principali "assi di rafforzamento" per la trasformazione del Paese:

1. digitalizzazione e innovazione di processi, prodotti e servizi, pubblici e privati, e di organizzazione della vita collettiva;
2. rivoluzione "verde", nella consapevolezza che sostenibilità ambientale e benessere economico non sono in contrapposizione, particolarmente per un territorio e per imprese come quelle italiane;
3. parità di genere e inclusione, per consentire a tutti di contribuire appieno allo sviluppo della vita economica e sociale.

Sono state individuate oltre 100 proposte per il piano di rilancio 2021-2022, classificate secondo la fonte di finanziamento e in base all'orizzonte temporale di realizzazione.

Tra i principali obiettivi individuati è da segnalare l'identificazione di infrastrutture di interesse strategico anche in campo energetico, che devono essere dotate di un presidio di esecuzione per garantire la rimozione degli ostacoli alla loro realizzazione, con particolare riferimento a quelli di tipo burocratico.

Occorre accelerare la realizzazione degli investimenti nel settore energetico, soprattutto nel campo delle energie rinnovabili; viene ritenuto necessario effettuare specifici interventi normativi per determinati sotto-settori, tra cui il repowering degli impianti di produzione di energia rinnovabile.

Per l'efficienza energetica nel settore della cogenerazione ad alto rendimento, occorre rinnovare e confermare il meccanismo dei Certificati Bianchi almeno fino al 2030, coerentemente con il PNIEC.

Nel settore idroelettrico viene suggerita una limitata proroga delle concessioni a fronte della presentazione di un piano di investimenti ed il riconoscimento del valore residuo di investimento nel valore di subentro a fine concessione per le opere "bagnate". Sarebbe inoltre opportuno sospendere l'efficacia della Legge 12/2019 prevedendo innanzitutto l'allineamento della normativa di settore a livello europeo.

• **Legge di conversione del Decreto-legge “Semplificazioni 2018”**

La Legge n.12/2019 di conversione del Decreto-Legge 14 dicembre 2018, n. 135, ha introdotto modificazioni alla disciplina delle concessioni di grande derivazione d’acqua ad uso idroelettrico e sulla determinazione dei relativi canoni annuali di concessione, la cui applicabilità alle concessioni non in scadenza a breve è ancora oggetto di valutazione.

- Entro un anno ma non oltre il 31 marzo 2020 (scadenza poi prorogata al 31 ottobre 2020 dal Decreto “Cura Italia”), le Regioni disciplinano tramite legge le modalità e le procedure di gara per la riassegnazione delle concessioni; tali procedure devono essere avviate entro due anni dall’entrata in vigore della legge regionale, pena l’applicazione di modalità definite da un apposito progetto del MSE-MATM in caso di mancato rispetto dei termini.

Le regioni possono richiedere ai concessionari una fornitura annuale gratuita di energia elettrica pari a 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione; per le concessioni in scadenza entro il 2023 ovvero già scadute, le regioni permettono la prosecuzione dell’esercizio degli impianti per il tempo necessario ad emettere le procedure di riassegnazione – comunque non oltre il 31 dicembre 2023 – dietro il pagamento di un canone aggiuntivo.

Il canone di derivazione demaniale presenta ora una forma binomia composta da una parte fissa ed una variabile in ragione dell’energia elettrica immessa in rete. Con successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico sono determinati il valore minimo della componente fissa del canone e del canone aggiuntivo, con poteri sostitutivi delle Regioni in caso di mancata adozione del decreto.

• **D.L. Semplificazioni 2020**

Lo scorso 16 luglio è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto Legge 16 luglio 2020 n. 76 recante “Misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale”.

Il Decreto, che dovrà essere convertito in legge entro la metà di settembre, introduce alcune semplificazioni nel processo autorizzativo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la prima volta prevede la possibilità di superamento del vincolo dello «Spalmaincentivi volontario» per le “Integrali ricostruzioni” (e.g. Repowering), consentendone quindi la partecipazione alle aste. Sono però previste ad oggi alcune discriminazioni che si auspica possano essere rivalutate durante l’iter di conversione in legge.

In materia di semplificazione autorizzativa, per le “Integrali ricostruzioni” è prevista la valutazione ambientale “differenziale” tra la situazione ante e post intervento. Per gli interventi di modifica degli impianti che comportino variazioni dimensionali nei limiti del 15% (e.g. il Reblading degli impianti eolici), è sufficiente una semplice dichiarazione di inizio lavori asseverata, senza necessità di ulteriori valutazioni ambientali e paesaggistiche.

Sono inoltre previste specifiche semplificazioni del permitting relativo all’installazione di impianti di accumulo di energia”.

Francia

• **Programmations Pluriannuelles de l’Énergie (PPE) e Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC)**

La nuova versione della PPE è stata posta in consultazione a gennaio 2019 poi conclusa a febbraio. La versione finale è stata pubblicata nel mese di aprile 2020 insieme al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Al 2030, la Francia prevede di ridurre il consumo energetico del 32,6%, portare la quota delle rinnovabili al 33% dei consumi finali lordi di energia e ridurre le emissioni di gas-serra (escluso il settore agro-forestale e i settori soggetti ad ETS) del 42%.

Gli obiettivi specifici per l'eolico onshore indicano:

- per il 2023, 24,1 GW
- per il 2028, da 33,2 a 34,7 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.

Germania

• **Pubblicazione Piano Nazionale Energia Clima (PNIEC)**

A giugno 2020 il governo tedesco ha inviato il proprio PNIEC alla Commissione Europea (CE). Il piano prevede di conseguire entro il 2030 la riduzione delle emissioni di CO₂ di almeno il 55%, la riduzione del consumo di energia primaria del 30% e l'aumento della percentuale di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia al 30%.

• **Piano per l'abbandono della generazione di energia elettrica da lignite**

A metà gennaio 2020 il Governo federale e i quattro stati "carboniferi" Sassonia-Anhalt, Sassonia, Nord Reno-Westfalia e Brandeburgo hanno raggiunto un accordo per l'uscita dalla lignite nella generazione di energia elettrica.

L'accordo, che è stato adottato con un voto al parlamento tedesco il 3 luglio 2020, prevede un programma di progressiva chiusura di tutte le centrali elettriche alimentate a lignite terminante nel 2038 ma con l'intenzione di anticipare la scadenza al 2035.

PROSPETTI CONTABILI

CONTO ECONOMICO

In questa sezione sono riportati sia i risultati economici Reported, calcolati sulla base dei valori esposti nelle Note al Bilancio Consolidato semestrale abbreviato che i risultati economici Adjusted, esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 9 e degli *special items*, nonché con la riclassifica del principio IFRS 16 al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo.

Si ricorda che la presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2020 delle società acquisite nel corso del primo trimestre 2020.

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)		Reported 1° semestre		Adjusted 1° semestre	
		2020	2019	2020	2019
Ricavi	1	497,8	530,4	497,8	530,4
Altri proventi	2	10,7	6,3	10,7	6,3
Ricavi Totali		508,5	536,8	508,5	536,8
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	3	(131,3)	(146,6)	(131,3)	(146,6)
Costi per servizi e altri costi operativi	4	(79,8)	(91,2)	(81,6)	(84,8)
Costi del lavoro		(32,6)	(34,1)	(32,6)	(32,0)
Margine Operativo Lordo		264,9	264,9	263,0	273,4
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	5	(152,8)	(148,4)	(149,4)	(145,3)
Risultato operativo netto		112,1	116,5	113,6	128,1
Proventi (oneri) finanziari netti	6	(24,8)	(105,2)	(25,4)	(32,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		0,1	(0,3)	0,1	0,1
Risultato prima delle imposte		87,3	11,1	88,3	95,3
Imposte sul reddito	7	(13,6)	(8,5)	(17,2)	(27,2)
Risultato netto di periodo		73,7	2,5	71,1	68,1
Risultato di azionisti terzi		(1,3)	(0,6)	(1,3)	(0,6)
Risultato netto di Gruppo		72,4	1,9	69,7	67,5

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 Reported del **primo semestre 2020** sono pari a 498 milioni in diminuzione rispetto ai 530 milioni del primo semestre 2019.

La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento (-1 milione) del **settore Eolico** principalmente a seguito delle minori produzioni in Italia per una scarsa ventosità e dell'andamento dei prezzi molto inferiori a quelli del primo semestre 2019, compensata da maggiori volumi all'estero sia per condizioni anemologiche favorevoli sia per il contributo apportato dai maggiori MW in operatività all'estero (complessivamente 225 milioni verso 226 milioni);
- il **settore Solare** sostanzialmente in linea con il primo semestre 2019, con produzioni lievemente superiori ma scenario prezzi peggiore rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno precedente;
- il **settore Idroelettrico** in lieve decremento rispetto al corrispondente periodo del 2019 (-3 milioni) influenzato dalle minori produzioni ed uno scenario prezzi negativo (59 milioni verso 62 milioni);
- il decremento (-29 milioni) del **settore Termoelettrico** (176 milioni verso 205 milioni), a seguito della flessione dei prezzi dell'energia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e della minore produzione di titoli di efficienza energetica dovuta alla fine del periodo incentivato del modulo 1 dell'impianto CCGT. Si precisa che nel primo semestre 2020 la voce comprende conguagli positivi relativi ai contratti di sito per circa 5 milioni.

Relativamente alla voce Ricavi, non si segnalano componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

2 - Altri proventi

Gli altri proventi comprendono principalmente i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio.

L'incremento del periodo degli Altri proventi reported rispetto al primo semestre 2019 è dovuto principalmente al rimborso assicurativo (pari a 4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT.

Relativamente alla voce Altri proventi, non si segnalano componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

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.

La sensibile diminuzione dei valori reported nel periodo rispetto al primo semestre 2019 è dovuta a minori costi di acquisto gas principalmente a seguito della significativa diminuzione del prezzo della commodity.

Relativamente alla voce Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze, non si segnalano componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items).

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.

Il decremento dei valori reported rispetto al primo semestre 2019 è principalmente riconducibile a minori oneri accessori su operazioni straordinarie e minori oneri correlati alla riorganizzazione societaria del Gruppo, rilevati nel primo semestre 2019.

I valori adjusted nel primo semestre 2020 non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*):

- l'accantonamento dell'erogazione liberale legata all'emergenza Covid-19 pari a 2 milioni di Euro;
- la riclassifica dell'impatto applicazione IFRS 16 pari a circa 5 milioni;
- gli oneri accessori legati ad operazioni straordinarie pari a 1,4 milioni.

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 degli ammortamenti reported è legato principalmente alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Germania nel corso del 2019 e in Francia nel primo trimestre 2020.

Si precisa infine che gli ammortamenti adjusted non includono gli ammortamenti legati all'applicazione dell'IFRS 16, come già commentato.

6 - Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti reported** del primo semestre 2020 sono stati pari a 25 milioni, in diminuzione rispetto al primo semestre 2019 (105 milioni), che includeva oneri finanziari sostenuti a fronte di importanti operazioni di liability management effettuate nel periodo.

Il costo medio del debito a medio-lungo termine nel primo semestre 2020 si è attestato al 2,4% rispetto al 2,8% del primo semestre 2019 a seguito di significative operazioni di refinancing avvenute nel corso del 2019. La remunerazione della liquidità investita è stata minore rispetto a quella dello stesso periodo 2019 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 i valori adjusted non includono le seguenti componenti straordinarie (*special items*) legate ad operazioni di liability management:

- proventi finanziari (+3 milioni), legato all'effetto positivo derivante dal rifinanziamento di un Corporate Loan e di un Project Financing, in applicazione dell'IFRS 9 (+4 milioni), in parte compensato dall'effetto reversal relativo ad operazioni di rifinanziamento eseguite in anni precedenti (-2 milioni);
- oneri finanziari legati al debito rilevato in applicazione del metodo patrimoniale introdotto dall'IFRS 16 (-2 milioni).

7 - Imposte sul reddito

Si evidenzia che il "Decreto Rilancio" (D.L. n. 34/2020) del 19 maggio 2020 ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019 e della prima rata dell'acconto IRAP del 2020, per le imprese e i lavoratori autonomi con ricavi o compensi non superiori a 250 milioni di Euro nel periodo d'imposta 2019. Il beneficio complessivo per l'anno 2020 per il Gruppo ERG è pari a 4,3 milioni di Euro.

Le imposte sul reddito reported del primo semestre 2020 sono risultate pari a 14 milioni rispetto ai 9 milioni del primo semestre 2019. I valori del primo semestre 2020 comprendono la quota di competenza del sopracitato beneficio IRAP per un valore pari a 2,5 milioni di cui 0,6 milioni relativi allo stralcio del saldo 2019.

Le imposte sul reddito adjusted del primo semestre 2020 sono risultate pari a 17 milioni rispetto ai 27 milioni del primo semestre 2019. I valori del primo semestre 2020 comprendono la quota di competenza del sopracitato beneficio IRAP per un valore pari a 1,9 milioni relativi allo stralcio del primo acconto 2020.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è risultato pari al 19% (29% nel primo semestre 2019). Il sensibile decremento del tax rate rispetto al primo semestre 2019 è principalmente dovuto alla reintroduzione del beneficio fiscale ACE (Aiuto alla Crescita Economica) alla fine dell'esercizio 2019 ed all'effetto derivante dall'introduzione del beneficio IRAP previsto dal Decreto Rilancio.

SITUAZIONE PATRIMONIALE

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 sono indicati sia i valori reported che i valori adjusted. I valori adjusted al 30 giugno 2020 non includono gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 76 milioni di maggiore indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 75 milioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Reported 30/06/2019	Adjusted 30/06/2019	(Millioni di Euro)		Reported 30/06/2020	31/12/2019	Adjusted 30/06/2020	31/12/2019
3.545,2	3.472,1	Capitale immobilizzato	1	3.426,2	3.500,6	3.349,6	3.422,2
225,5	225,5	Capitale circolante operativo netto	2	149,6	125,6	149,6	125,6
(5,6)	(5,6)	Fondi per benefici ai dipendenti		(5,2)	(5,4)	(5,2)	(5,4)
330,4	333,8	Altre attività	3	240,3	208,6	242,1	210,6
(622,4)	(622,4)	Altre passività	4	(500,5)	(489,5)	(500,5)	(489,5)
3.473,1	3.403,4	Capitale investito netto		3.310,4	3.340,1	3.235,5	3.263,5
1.722,4	1.722,9	Patrimonio netto di Gruppo		1.720,6	1.774,6	1.722,0	1.775,6
18,2	18,2	Patrimonio netto di terzi	5	10,6	11,5	10,6	11,5
1.732,6	1.662,4	Indebitamento finanziario netto	6	1.579,2	1.553,9	1.502,9	1.476,4
3.473,1	3.403,4	Mezzi propri e debiti finanziari		3.310,4	3.340,1	3.235,5	3.263,5
50%	49%	Leva finanziaria		48%	47%	46%	45%

1 - Capitale immobilizzato

(Millioni di Euro)	Immateriali	Materiali	Finanziarie	Totale
Capitale immobilizzato al 31/12/2019	1.110,7	2.336,3	53,6	3.500,6
Investimenti	2,3	39,8	0,1	42,1
Variazioni area di consolidamento	6,3	35,6	0,7	42,6
Disinvestimenti e altre variazioni	(0,1)	(6,3)	(2,0)	(8,4)
Ammortamenti	(35,2)	(114,2)	0,0	(149,4)
IFRS 16	0,0	(1,4)	0,0	(1,4)
Capitale immobilizzato al 30/06/2020	1.084,1	2.289,8	52,4	3.426,2
Rettifica impatto IFRS 16	0,0	(76,7)	0,0	(76,7)
Capitale immobilizzato adjusted al 30/06/2020	1.084,1	2.213,1	52,4	3.349,6

La "Variazione dell'area di consolidamento" si riferisce all'acquisizione di parchi eolici in Francia e al progetto per uno sviluppo di parco eolico in Polonia, consolidati integralmente dal 1° gennaio 2020.

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

I valori adjusted al 30 giugno 2020 non includono gli assets legati all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 77 milioni.

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 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, dai 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.

5 – Patrimonio Netto di terzi

Le minorities sono relative alla partecipazione non totalitaria (78,5%) in Andromeda S.r.l., acquisita nel 2019.

6 - Indebitamento finanziario netto

Si precisa che l'indebitamento adjusted non include il debito finanziario legato all'applicazione dell'IFRS 16 pari a circa 76 milioni.

RIEPILOGO INDEBITAMENTO DEL GRUPPO

Reported		Adjusted		Reported		Adjusted	
30/06/2019	30/06/2019	(Milioni di Euro)		30/06/2020	31/12/2019	30/06/2020	31/12/2019
2.101,9	2.036,1		Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.083,4	2.100,9	2.016,1	2.030,8
(369,3)	(373,7)		Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(504,2)	(547,0)	(513,2)	(554,4)
1.732,6	1.662,4	TOTALE		1.579,2	1.553,9	1.502,9	1.476,4

Si ricorda che 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.

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-, confermato in data 14 maggio 2020.

L'emissione del primo Green Bond da parte di ERG ed il rimborso di 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.

Nel mese di giugno ERG ha perfezionato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 2.000 milioni.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A MEDIO-LUNGO TERMINE

30/06/2019	(Milioni di Euro)	30/06/2020	31/12/2019
679,2	Finanziamenti bancari a medio-lungo termine	670,3	675,8
(7,8)	Quota corrente finanziamenti bancari	(7,9)	(7,8)
663,1	Debiti finanziari a medio-lungo termine	671,1	655,0
1.334,5	Totale	1.333,5	1.323,0
809,0	Totale Project Financing	783,0	812,1
(107,5)	Quota corrente Project Financing	(100,5)	(104,3)
701,6	Project Financing a medio-lungo termine	682,6	707,8
0,0	Crediti finanziari a lungo termine	0,0	0,0
65,9	Debito finanziario IFRS 16 (a medio-lungo termine)	67,3	70,1
2.101,9	Totale indebitamento finanziario	2.083,4	2.100,9
(65,9)	Rettifica impatto IFRS 16	(67,3)	(70,1)
2.036,1	Totale indebitamento finanziario adjusted	2.016,1	2.030,8

- I **"Debiti verso banche a medio-lungo termine"** al 30 giugno 2020 sono pari a 670 milioni di Euro (676 milioni al 31 dicembre 2019) 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).
 - un *corporate loan* con Mediocredito (53 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 semestre 2018, e con Credit Agricole (120 milioni), sottoscritto nel primo semestre 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 semestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (5 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 671 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 56 milioni (40 milioni al 31 dicembre 2019);
 - passività derivante dall'emissione del prestito obbligazionario non convertibile (99 milioni¹²) 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 496¹³ 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).

- I debiti per **"Totale Project Financing"** (783 milioni al 30 giugno 2020) sono relativi a:
 - finanziamenti per 272 milioni di Euro relativi alle società acquisite da Soles Montalto nel corso del 2019, 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.

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 2020 risulta essere pari a 9 milioni.

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

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

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.

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO (DISPONIBILITÀ LIQUIDE) A BREVE TERMINE			
30/06/2019	(Milioni di Euro)	30/06/2020	31/12/2019
110,4	Finanziamenti bancari a breve termine	80,8	0,1
7,8	Quota corrente finanziamenti bancari	7,9	7,8
2,2	Altri debiti finanziari a breve termine	6,0	9,3
120,3	Passività finanziarie a breve termine	94,6	17,2
<hr/>			
(407,6)	Disponibilità liquide	(518,6)	(521,9)
(27,0)	Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(64,8)	(22,4)
(434,7)	Attività finanziarie a breve termine	(583,4)	(544,3)
<hr/>			
107,5	Project Financing a breve termine	100,5	104,3
(166,9)	Disponibilità liquide	(124,9)	(131,6)
(59,4)	Project Financing	(24,4)	(27,3)
<hr/>			
4,4	Debito finanziario IFRS 16 (a breve termine)	8,9	7,4
(369,3)	Totale indebitamento finanziario a breve termine	(504,2)	(547,0)
(4,4)	Rettifica impatto IFRS 16	(8,9)	(7,4)
(373,7)	Totale indebitamento finanziario adjusted a breve termine	(513,2)	(554,4)

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

Le attività finanziarie a breve termine includono investimenti in titoli e depositi a garanzia sull'operatività su strumenti derivati "futures".

Flussi finanziari

Si rappresenta lo schema di rendiconto finanziario a partire dai valori **adjusted**, al fine di agevolare la comprensione della dinamica dei flussi di cassa del periodo.

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

(Milioni di Euro)	1° semestre	
	2020	2019
Margine operativo lordo adjusted	263,0	273,4
Variazione capitale circolante	(47,7)	(78,9)
Cash Flow Operativo	215,4	194,5
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(42,1)	(26,6)
Acquisizioni di aziende (business combination)	(44,3)	(280,2)
Investimenti immobilizzazioni finanziarie	(0,1)	-
Disinvestimenti e altre variazioni	1,4	1,0
Cash Flow da investimenti/dinvestimenti	(85,0)	(305,9)
Proventi (oneri) finanziari	(25,4)	(32,8)
Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	-	(43,5)
Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	0,1
Cash Flow da gestione finanziaria	(25,4)	(76,3)
Cash Flow da gestione Fiscale	(13,7)	-
Distribuzione dividendi	(113,9)	(112,4)
Altri movimenti di patrimonio netto	(3,9)	(19,3)
Cash Flow da Patrimonio Netto	(117,7)	(131,7)
Variazione area di consolidamento	-	-
Indebitamento finanziario netto iniziale	1.476,4	1.343,0
<i>Variazione netta</i>	<i>26,5</i>	<i>319,4</i>
Indebitamento finanziario netto finale	1.502,9	1.662,4

Il **Cash Flow operativo** del **primo semestre 2020** è positivo per 215 milioni, in aumento di 21 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2019 principalmente per dinamiche puntuali del circolante ed in particolare per l'adeguamento delle tempistiche di incasso degli incentivi nel settore eolico ed idroelettrico, introdotto nel terzo trimestre 2019.

Il **Cash flow da investimenti** del **primo semestre 2020** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici operativi in Francia (42 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Polonia (2 milioni), oltreché agli investimenti del periodo (42 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. Si ricorda che il flusso di cassa del semestre 2019 includeva anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investment Ltd.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati, alla riserva di traduzione cambi, oltreché dei dividendi distribuiti.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.503 milioni**, in diminuzione (26 milioni) rispetto al 31 dicembre 2019 (1.476 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (86 milioni), la distribuzione di dividendi (114 milioni), il pagamento delle imposte (14 milioni¹⁴) in parte compensati dal positivo flusso di cassa (190 milioni¹⁵) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia.

Consolidamento eolico Francia

Si ricorda che la presente Relazione riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2020 delle neoacquisite società francesi.

L'effetto del sopracitato consolidamento a livello di EBITDA è pari a circa 3 milioni di Euro ed a livello di risultato operativo netto è pari a 2 milioni.

¹⁴ Include pagamento imposta sostitutiva su affrancamento sui plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019

¹⁵ Include il margine operativo lordo adjusted, la variazione del capitale circolante e i proventi (oneri) finanziari netti.

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 riclassifica 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 riclassifica 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 riclassifica 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;
- 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.
- 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.

Emergenza Covid-19

Si segnala che nel primo semestre 2020 l'unica posta correlata all'emergenza sanitaria Covid-19, isolata come special item, è relativa all'elargizione liberale effettuata dal Gruppo pari a 2 milioni di Euro.

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") correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del Principio ha modificato 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 nel primo semestre 2020:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scope dell'IFRS 16, pari a circa 5 milioni;
- l'incremento (circa 76 milioni al 30 giugno 2020) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 75 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal Principio;
- maggiori ammortamenti (3 milioni) e maggiori oneri finanziari (2 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità dei business si è ritenuto di esporre, nel Conto Economico adjusted, gli ammortamenti del periodo sui diritti d'uso e gli oneri finanziari sul debito IFRS 16 all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted a titolo di ragionevole approssimazione dei costi di locazione ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi. 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.

Riconciliazione con i risultati economici adjusted

MARGINE OPERATIVO LORDO

Anno 2019		1° semestre	
		2020	2019
495,9	Margine operativo lordo IAS Reported	264,9	264,9
	Esclusione Special Items:		
	Corporate		
9,3	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali) ⁽¹⁾	1,4	6,4
(0,9)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,5)	(0,4)
-	- Storno erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	2,0	-
7,2	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	6,0
(8,2)	- Storno rilascio fondo Business dismissi ⁽⁵⁾	-	-
	Termoelettrico		
(1,0)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,6)	(0,4)
	Idroelettrico		
(0,2)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,1)	(0,1)
	Solare		
(0,4)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(0,2)	(0,2)
	Eolico		
(6,5)	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	(3,8)	(2,8)
8,5	- Storno accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	-	-
503,7	Margine operativo lordo adjusted	263,0	273,4

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Anno 2019		1° semestre	
		2020	2019
(306,0)	Ammortamenti e svalutazioni	(152,8)	(148,4)
	Esclusione Special items		
6,7	- Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	3,4	3,1
0,5	- Storno ammortamenti su Business dismissi ⁽⁵⁾	-	-
(298,8)	Ammortamenti adjusted	(149,4)	(145,3)

RISULTATO NETTO DI GRUPPO

Anno 2019		1° Semestre	
		2020	2019
31,6	Risultato netto di Gruppo	72,4	1,9
	Esclusione Special Items:		
1,0	Riclassifica IFRS 16 ⁽²⁾	-	0,6
-	Esclusione impatto erogazione liberale Covid-19 ⁽³⁾	1,5	-
5,4	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale ⁽⁴⁾	-	4,5
2,0	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate / Germany ⁽⁶⁾	-	2,0
49,4	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind ⁽⁶⁾	-	49,4
1,5	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power ⁽⁶⁾	-	1,5
8,7	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie ⁽¹⁾	1,4	6,0
-	Esclusione saldo IRAP 2019 - Decreto Rilancio ⁽⁷⁾	(0,6)	-
-	Esclusione imposte differite su affrancamento avviamento Solare ⁽⁸⁾	(3,1)	-
(5,1)	Esclusione oneri correlati a Business dismissi ⁽⁵⁾	-	-
6,4	Esclusione oneri correlati ad accantonamenti fondi di natura fiscale ⁽⁵⁾	-	-
2,7	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9 ⁽⁹⁾	(1,9)	1,6
103,6	Risultato netto di Gruppo adjusted	69,7	67,5

- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente ed alle acquisizioni avvenute nel corso del 2020 relative a parchi eolici operativi in Francia.
- Riclassifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- Erogazione liberale. Si rimanda a quanto commentato nello specifico paragrafo dedicato all'emergenza Covid-19 della Relazione.
- Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero.
- Accantonamenti avvenuti nel periodo correlati al reappraisal di rischi di natura tributaria sul business eolico e rilascio parziale sul Fondo Business dismissi dal Gruppo.
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al lancio del primo Green Bond avvenuti nel 2019.
- Storno del beneficio IRAP derivante dal c.d. "Decreto Rilancio", che ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019.
- Esclusione dell'effetto positivo correlato all'affrancamento sui plusvalori afferenti alla Business Combination Andromeda (Solare) avvenuta nel 2019.
- 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 semestre 2020 di proventi finanziari netti per circa 3 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel Conto Economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, 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.

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

CONTO ECONOMICO 1° SEMESTRE 2020

(Milioni di Euro)	Schemi di bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	497,8	-	-	-	497,8
Altri proventi	10,7	-	-	-	10,7
Ricavi totali	508,5	-	-	-	508,5
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(131,3)	-	-	-	(131,3)
Costi per servizi e altri costi operativi	(79,8)	(5,3)	-	3,4	(81,6)
Costi del lavoro	(32,6)	-	-	-	(32,6)
Margine operativo lordo	264,9	(5,3)	-	3,4	263,0
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(152,8)	3,4	-	-	(149,4)
Risultato operativo	112,1	(1,9)	-	3,4	113,6
Proventi (oneri) finanziari netti	(24,8)	1,9	(2,5)	-	(25,4)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	-	-	-	0,1
Risultato prima delle imposte	87,3	0,0	(2,5)	3,4	88,3
Imposte sul reddito	(13,6)	-	0,6	(4,2)	(17,2)
Risultato netto attività continue	73,7	0,0	(1,9)	(0,8)	71,1
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
Risultato netto di periodo	73,7	0,0	(1,9)	(0,8)	71,1
Risultato di azionisti terzi	(1,3)	-	-	-	(1,3)
Risultato netto di competenza del Gruppo	72,4	0,0	(1,9)	(0,8)	69,7

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 e variazioni delle rimanenze	(146,6)	-	-	-	(146,6)
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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 30 GIUGNO 2020

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.084,1	-	1.084,1
Immobilizzazioni materiali	2.289,8	(76,7)	2.213,1
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	52,3	-	52,3
Capitale immobilizzato	3.426,2	(76,7)	3.349,6
Rimanenze	23,0	-	23,0
Crediti commerciali	188,6	-	188,6
Debiti commerciali	(59,2)	-	(59,2)
Debiti verso erario per accise	(2,7)	-	(2,7)
Capitale circolante operativo netto	149,6	-	149,6
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,2)	-	(5,2)
Altre attività	240,3	1,8	242,1
Altre passività	(500,5)	-	(500,5)
Capitale investito netto	3.310,4	(74,9)	3.235,5
Patrimonio netto Gruppo	1.720,6	1,4	1.722,0
Patrimonio netto di terzi	10,6	-	10,6
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.083,4	(69,8)	2.013,6
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(504,2)	(6,5)	(510,7)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.310,4	(74,9)	3.235,5

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO AL 31 DICEMBRE 2019

(Milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.110,7	-	1.110,7
Immobilizzazioni materiali	2.336,3	(78,5)	2.257,9
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	53,6	-	53,6
Capitale immobilizzato	3.500,6	(78,5)	3.422,2
Rimanenze	22,3	-	22,3
Crediti commerciali	193,5	-	193,5
Debiti commerciali	(87,8)	-	(87,8)
Debiti verso erario per accise	(2,3)	-	(2,3)
Capitale circolante operativo netto	125,6	-	125,6
Fondi per benefici ai dipendenti	(5,4)	-	(5,4)
Altre attività	323,9	1,9	325,9
Altre passività	(604,8)	-	(604,8)
Capitale investito netto	3.340,1	(76,5)	3.263,5
Patrimonio netto Gruppo	1.774,6	1,0	1.775,6
Patrimonio netto di terzi	11,5	-	11,5
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.100,9	(70,1)	2.030,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(547,0)	(7,4)	(554,4)
Mezzi propri e debiti finanziari	3.340,1	(76,5)	3.263,5

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
Fondi per benefici ai dipendenti	(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	Fondi per benefici ai dipendenti	Altre attività	Altre passività	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto	Rettifica IFRS 16	CAPITALE INVESTITO NETTO	Indebitamento finanziario netto
Attività immateriali	860,7	860,7					860,7			860,7	
Avviamento	223,4	223,4					223,4			223,4	
Immobili, impianti e macchinari	2.213,1	2.213,1					2.213,1			2.213,1	
Diritto di utilizzo beni in leasing	76,7	76,7					76,7	(76,7)		-	
Partecipazioni	13,9	13,9					13,9			13,9	
Altre attività finanziarie non correnti	38,5	38,5					38,5			38,5	
Attività per imposte differite	49,5				49,5		49,5			49,5	
Altre attività non correnti	49,7				49,7		49,7			49,7	
Attività non correnti	3.525,5										
Rimanenze	23,0		23,0				23,0			23,0	
Crediti commerciali	188,6		188,6				188,6			188,6	
Altri crediti e attività correnti	106,8				106,8		106,8	1,8		108,5	
Attività per imposte correnti	34,2				34,2		34,2			34,2	
Attività finanziarie correnti	64,8							64,8		64,8	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	643,5							643,5		643,5	
Attività correnti	1.060,8										
Attività operative cessate	-										
TOTALE ATTIVITÀ	4.586,3										
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.720,6							1,4			
Partecipazioni di terzi	10,6										
Patrimonio Netto	1.731,3										
Fondi per benefici ai dipendenti	5,2			(5,2)			(5,2)			(5,2)	
Passività per imposte differite	203,7						(203,7)			(203,7)	
Altri fondi non correnti	139,9						(139,9)			(139,9)	
Passività finanziarie non correnti	2.016,1							2.016,1		2.016,1	
Passività per beni in leasing (lungo termine)	67,3							67,3	(67,3)	-	
Altre passività non correnti	35,2						(35,2)			(35,2)	
Passività non correnti	2.467,3										
Altri fondi correnti	45,3						(45,3)			(45,3)	
Debiti commerciali	59,2		(59,2)				(59,2)			(59,2)	
Passività finanziarie correnti	195,1							195,1		195,1	
Passività per beni in leasing (breve termine)	8,9							8,9	(8,9)	-	
Altre passività correnti	61,4		(2,7)				(61,4)			(61,4)	
Passività per imposte correnti	17,8						(17,8)			(17,8)	
Passività correnti	387,7										
Passività operative cessate	-										
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	4.586,3										
Stato patrimoniale riclassificato		3.426,2	149,6	(5,2)	240,3	(500,5)	3.310,4	1.579,2		3.235,5	1.502,9

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
1 luglio 2020	Corporate	<p>ERG S.p.A. ha perfezionato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 2.000 milioni, a seguito di quanto approvato lo scorso 18 giugno 2020 dal Consiglio di Amministrazione.</p> <p>Il rinnovo e l'incremento del programma EMTN consentiranno ad ERG di continuare a beneficiare della flessibilità offerta da questo strumento in caso di future emissioni di obbligazioni.</p>	Comunicato Stampa del 1 luglio 2020
6 luglio 2020	Corporate	<p>Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG (Environmental, Social, Governance), ha confermato per ERG S.p.A. il rating Advanced, il più elevato nella propria scala di valutazione, riconoscendo il forte impegno della Società in ambito ESG ed il valore della sua politica di responsabilità sociale</p>	Comunicato Stampa del 6 luglio 2020
31 luglio 2020	Corporate	<p>Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato l'emissione, entro il 1° luglio 2021, a valere sul proprio Programma EMTN (Euro Medium Term Notes – vedasi CS del 1° luglio 2020), di uno o più prestiti obbligazionari, non convertibili e non subordinati, che potranno anche qualificarsi come "green bond", con un taglio minimo pari a 100.000 Euro e un controvalore complessivo nominale fino a un massimo di 500 milioni di Euro, da collocare presso investitori istituzionali qualificati e quotare presso la Borsa del Lussemburgo.</p>	Comunicato Stampa del 31 luglio 2020

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

ERG continua nella propria strategia di sviluppo internazionale nel Wind e nel programma di Repowering dei propri parchi in Italia, nel nuovo complesso e difficile contesto creatosi a seguito dell'emergenza sanitaria legata al Covid-19. Le principali implicazioni sociali ed economiche della crisi riguardano l'andamento al ribasso dei prezzi dell'energia ed il regolare svolgimento delle attività delle pubbliche amministrazioni e quelle degli operatori industriali e finanziari con cui il Gruppo si interfaccia regolarmente.

Riportiamo quindi alla luce di quanto sopra richiamato la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance previsti per il 2020 tenendo conto che i risultati del primo semestre sono in linea all'evoluzione prevedibile stimata nel precedente resoconto intermedio:

Eolico

Il risultato all'estero sarà superiore a quello del 2019 alla luce delle migliori condizioni anemologiche registrate nei primi mesi dell'anno, seppur con prezzi in riduzione, in particolare in Est Europa, e grazie al contributo della maggiore capacità installata, inclusiva dei neo-acquisiti parchi eolici in Francia (38 MW). In Italia il margine operativo lordo è previsto al contrario in riduzione rispetto al 2019, a seguito della minore ventosità registrata nella prima parte dell'anno rispetto ai valori particolarmente significativi del 2019 nonché dello scenario prezzi non favorevole, in parte compensato dai maggiori prezzi dell'incentivo e dalle azioni di copertura dei prezzi. Si ricorda l'uscita di ulteriori 26 MW dal sistema incentivante ad inizio dell'anno. **Il risultato operativo lordo complessivo del Wind è atteso in riduzione rispetto all'anno precedente.**

Solare

Il risultato nel 2020 beneficerà di alcune sinergie derivanti dall'ottimizzazione del portafoglio di Energy Management e dall'internalizzazione di alcune attività prima svolte da terzi capitalizzando le proprie competenze industriali nel consolidamento operativo degli assets gestiti. **Si stima per l'intero esercizio 2020 un Margine Operativo Lordo in crescita rispetto al 2019.**

Idroelettrico

Il risultato viene stimato tenendo conto della bassa idraulicità registrata sinora prevedendo anche per il 2020 volumi inferiori alla media statistica decennale ed in linea a quelli particolarmente depressi del 2019; tali volumi beneficeranno dell'incentivo su circa il 40% dell'ammontare ma ad un maggior prezzo rispetto al 2019. Inoltre continueranno le azioni di ottimizzazione dell'Energy Management sui mercati dell'energia volte a contenere l'impatto negativo dello scenario prezzi nonostante le azioni di copertura già effettuate. **Il Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in leggera riduzione rispetto ai valori del 2019.**

Termoelettrico

La previsione del risultato 2020 risentirà rispetto al 2019 di uno scenario prezzi e margini in ribasso anche dopo le azioni di copertura effettuate sui Clean Spark Spreads oltre alla contrazione dei volumi dei titoli di efficienza energetica a seguito dell'uscita dal periodo di cogeneratività ad alto rendimento di uno dei due moduli dell'impianto. In particolare, nella seconda parte dell'anno, si prevedono risultati in linea a quelli del primo semestre che ha beneficiato di alcuni rimborsi assicurativi e conguagli relativi ai contratti di sito. **Complessivamente si prevede un Margine Operativo Lordo in contrazione rispetto al 2019.**

Per l'esercizio 2020 si conferma la guidance del margine operativo lordo consolidato comunicata nel precedente trimestre stimando un risultato complessivo compreso nell'intervallo tra 480 e 500 milioni di Euro.

Le spese per investimenti del 2020 riguardano, principalmente, l'avanzamento della costruzione dei progetti greenfield relativa ai parchi che entreranno in produzione nel 2021/22 in Gran Bretagna per circa 200 MW, in Polonia per 36 MW ed in Francia per 50 MW; sono inoltre inclusi le capex iniziali per le attività volte all'ammodernamento dell'impianto ed al contestuale rinnovo della qualifica di Cogenerazione a Alto Rendimento (CAR) per il modulo 1 del CCGT, la già citata acquisizione dei 38 MW in Francia ed i consueti investimenti di mantenimento della flotta. L'ammontare è complessivamente inferiore a quello del 2019 caratterizzato da importanti operazioni in ambito M&A e sarà ricompreso nel range tra 150 e 180 milioni di Euro confermando la guidance comunicata lo scorso trimestre.

La generazione di cassa, tenendo conto di quanto citato sul margine operativo lordo e sugli investimenti, consentirà di ridurre l'indebitamento di fine anno che si attesterà in un range tra 1,35 e 1,43 miliardi, confermando la guidance comunicata lo scorso trimestre. Tale risultato sarà in riduzione verso i 1,48 miliardi della fine del 2019 anche a seguito dei minori oneri finanziari grazie ai pieni effetti delle operazioni di liability management a valle dell'emissione del Green Bond nel corso del 2019.

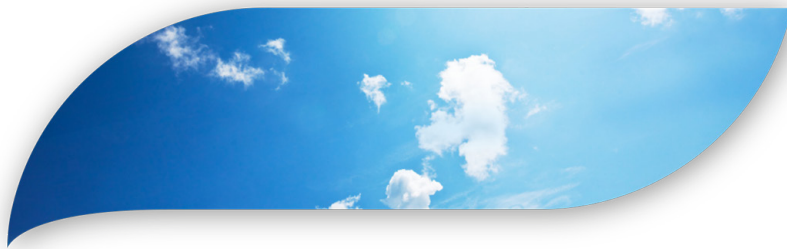
Genova, 31 luglio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Edoardo Garrone





BILANCIO CONSOLIDATO
SEMESTRALE ABBREVIATO
al 30 giugno 2020

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA ⁽¹⁾

(Migliaia di Euro)	Note	30/06/20	31/12/19
ATTIVITÀ			
Attività immateriali	1	860.737	889.776
Avviamento	2	223.388	220.940
Immobili, impianti e macchinari	3	2.213.088	2.257.880
Attività per diritti di utilizzo	3	76.663	78.449
Partecipazioni:	4	13.856	13.804
- valutate con il metodo del patrimonio netto	4	13.101	13.030
- altre partecipazioni	4	755	774
Altre attività finanziarie non correnti	5	38.492	41.629
Attività per imposte differite	6	49.549	42.257
Altre attività non correnti	7	49.737	42.928
Attività non correnti		3.525.511	3.587.663
Rimanenze	8	22.962	22.273
Crediti commerciali	9	188.599	193.466
Altri crediti e attività correnti	10	106.761	95.805
Attività per imposte correnti	10	34.244	27.656
Attività finanziarie correnti	17	64.793	22.419
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	17	643.456	653.528
Attività correnti		1.060.815	1.015.148
Attività operative cessate		-	-
TOTALE ATTIVITÀ		4.586.326	4.602.811
PATRIMONIO NETTO			
- Capitale Sociale	11	15.032	15.032
- Altre Riserve	11	1.073.358	1.064.871
- Utili/(Perdite) a nuovo	11	559.848	663.150
- Utile del periodo	11	72.401	31.553
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	11	1.720.639	1.774.606
Partecipazioni di terzi	12	10.638	11.530
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.731.277	1.786.136
PASSIVITÀ			
Benefici ai dipendenti	13	5.191	5.381
Passività per imposte differite	6	203.748	209.064
Altri fondi non correnti	14, 20	139.855	139.144
Passività finanziarie non correnti	17	2.016.062	2.032.624
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing	17	67.324	70.130
Altre passività non correnti	15	35.151	34.716
Passività non correnti		2.467.331	2.491.059
Altri fondi correnti	14, 20	45.256	50.235
Debiti commerciali	16	59.217	87.830
Passività finanziarie correnti	17	195.080	121.558
Passività finanziarie correnti per beni in leasing	17	8.944	7.406
Altre passività correnti	18	61.424	53.182
Passività per imposte correnti	18	17.797	5.405
Passività correnti		387.718	325.617
Passività operative cessate		-	-
TOTALE PASSIVITÀ		2.855.049	2.816.675
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		4.586.326	4.602.811

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

CONTO ECONOMICO ⁽¹⁾

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2020	1° semestre 2019
Ricavi	21	497.781	530.438
Altri proventi	22	10.691	6.333
Costi per acquisti	23	(131.263)	(146.565)
Costi per servizi e altri costi operativi	24	(79.770)	(91.168)
Costi del lavoro	25	(32.582)	(34.101)
MARGINE OPERATIVO LORDO		264.857	264.936
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	26	(152.774)	(148.413)
RISULTATO OPERATIVO NETTO		112.083	116.523
Oneri finanziari	27	(41.968)	(144.648)
Proventi finanziari	27	17.173	39.465
Proventi (oneri) finanziari netti	27	(24.795)	(105.184)
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	28	62	58
Altri proventi (oneri) da partecipazioni netti	28	(0)	(318)
Proventi (oneri) da partecipazioni	28	61	(260)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		87.350	11.079
Imposte sul reddito	29	(13.616)	(8.540)
RISULTATO NETTO ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO		73.734	2.538
Risultato netto attività operative cessate	30	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		73.734	2.538
Risultato di azionisti terzi		(1.334)	(610)
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO		72.401	1.929

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

(Euro)	Note	1° semestre 2020	1° semestre 2019
Utile per azione attività operative base	33	0,495	0,017
Utile per azione attività operative diluito	33	0,495	0,017
Utile di Gruppo per azione base	33	0,486	0,013
Utile di Gruppo per azione diluito	33	0,486	0,013

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO ⁽¹⁾

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2020	1° semestre 2019
Risultato netto del periodo		73.734	2.539
Variazioni che non saranno riclassificate a conto economico			
Variazione attuariale passività per benefici ai dipendenti	13	-	-
Imposte sul reddito riferite alla variazione attuariale delle passività per benefici ai dipendenti	13	-	-
		-	-
Variazioni che saranno riclassificate a conto economico			
Copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value	11	(15.149)	1.196
Imposte sul reddito riferite alle - copertura dei flussi finanziari - quota efficace della variazione di fair value	11	3.636	(285)
		(11.513)	911
Gestioni estere - Differenze cambio da conversione	11	(5.937)	(844)
Imposte sul reddito - Gestioni estere - Differenze cambio da conversione	11	1.127	160
		(4.810)	(684)
Altre componenti del risultato complessivo al netto imposte		(16.323)	227
Risultato netto complessivo del periodo		57.411	2.766
Risultato netto complessivo del periodo di azionisti terzi		(1.334)	(610)
Risultato netto complessivo del periodo di Gruppo		56.078	2.157

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

RENDICONTO FINANZIARIO ⁽¹⁾

(Migliaia di Euro)	Note	1° semestre 2020	1° semestre 2019
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA (A):			
Risultato netto del periodo		73.734	2.539
- Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni	26	152.773	148.413
- Incremento altri fondi	14, 20	1.430	5.442
- Decremento altri fondi	14, 20	(8.336)	(4.215)
- Variazione netta delle attività (passività) per imposte anticipate (differite)	6	(9.097)	(16.919)
- Svalutazione dei crediti ed attività correnti	24	812	51
- Proventi (oneri) da partecipazioni	28	(61)	259
- Variazione dei fondi relativi al personale	13	(190)	(266)
Altre variazioni di elementi non monetari		(3.203)	2.335
		207.861	137.639
- Variazione delle altre attività e passività di esercizio:			
- Variazione delle rimanenze	8	(689)	(789)
- Variazione dei crediti commerciali	9	5.000	(20.834)
- Variazione dei debiti commerciali	16	(29.095)	(19.231)
- Variazione netta di altri crediti/debiti e di altre attività/passività	7, 10, 15, 18	(2.988)	2.516
		(27.772)	(38.339)
FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ OPERATIVA (A)		180.089	99.301
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):			
Acquisizione di attività immateriali	1, 2	(2.316)	(847)
Acquisizioni di immobili, impianti e macchinari	3	(39.759)	(25.741)
Acquisizioni di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	3.837	-
Variazione netta altri incrementi/decrementi delle immobilizzazioni	1, 3	5.717	567
Variazione netta metodo di consolidamento partecipazioni	4	28	9
Incasso Vendor Loan TotalERG	17	-	36.179
Disinvestimenti di partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	4, 5	-	-
Variazione delle altre attività finanziarie correnti	17	(42.665)	(18.108)
Variazione Area di Consolidamento per business combination ⁽²⁾		(10.568)	(128.728)
Variazione Area di Consolidamento per acquisizione assets ⁽²⁾		(1.169)	(8.197)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B):		(86.895)	(144.865)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):			
Nuovi finanziamenti non correnti	17	-	188.901
Emissione Green Bond	17	-	500.000
Rimborsi di finanziamenti non correnti	17	(61.971)	(868.276)
Variazione netta delle passività finanziarie correnti verso banche	17	80.668	90.279
Variazione delle altre passività finanziarie correnti	17	(4.734)	105.956
Chiusura anticipata derivati IRS ERG Wind Investments Ltd e ERG Power S.r.l.	17	-	(55.001)
Dividendi corrisposti ad azionisti	11	(113.878)	(111.652)
Pagamento delle passività finanziarie per i beni in leasing		(3.350)	(4.359)
FLUSSI FINANZIARI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C):		(103.265)	(154.152)
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO (A+B+C)		(10.072)	(199.717)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI AD INIZIO PERIODO ATTIVITÀ CONTINUE	17	653.528	774.193
FLUSSO FINANZIARIO NETTO DEL PERIODO		(10.072)	(199.717)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI A FINE PERIODO		643.456	574.477
	Note	1° semestre 2020	1° semestre 2019
Informazioni aggiuntive del rendiconto finanziario			
Pagamento imposte sul reddito ⁽³⁾	6	1.221	-
Interessi passivi pagati ⁽⁴⁾	27	20.295	19.082

(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 *Variazione Area di consolidamento*

(3) si segnala che nel corso del primo semestre 2020 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'Erario per circa 1,2 milioni di Euro: di cui 0,5 milioni di Euro a titolo di acconti IRAP 2020 versati dalle società del Gruppo che non beneficiano del Decreto Rilancio e 0,7 milioni di Euro per imposte pagate da società estere

(4) 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 a 1.388 Euro migliaia

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO ⁽¹⁾

(Migliaia di Euro)	Nota	Capitale sociale	Riserve	Utile (perdita) d'esercizio	Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	Partecipazioni di terzi	Patrimonio netto
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		-	(111.652)	-	(111.652)	(710)	(112.362)
Patrimonio Netto di terzi da acquisizioni		-	-	-	-	-	-
Incremento riserve conto capitale		-	-	-	-	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		-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge		-	911	-	911	-	911
Variazioni della riserva traduzione		-	(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
SALDO AL 31/12/2019		15.032	1.728.021	31.553	1.774.606	11.530	1.786.136
Destinazione del risultato 2019		-	31.553	(31.553)	-	-	-
Pagamento basato su azioni con strumenti rappresentativi di capitale	25	-	621	-	621	-	621
Distribuzione dividendi	11	-	(111.652)	-	(111.652)	(2.226)	(113.878)
Incremento riserve conto capitale	11	-	-	-	-	-	-
Acquisizioni di società con terzi		-	-	-	-	-	-
Altre variazioni		-	987	-	987	-	987
Risultato 1° semestre 2020		-	-	72.401	72.401	1.334	73.734
Variazione attuariale fondi per benefici ai dipendenti	13	-	-	-	-	-	-
Variazioni della riserva di cash flow hedge		-	(11.513)	-	(11.513)	-	(11.513)
Variazioni della riserva traduzione	38	-	(4.810)	-	(4.810)	-	(4.810)
Risultato netto complessivo		-	(16.323)	72.401	56.078	1.334	57.411
SALDO AL 30/06/2020		15.032	1.633.206	72.401	1.720.639	10.637	1.731.278

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

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 2020 comprende i bilanci della ERG S.p.A. e delle sue controllate (unitamente "ERG" o "il 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.

La pubblicazione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 31 luglio 2020.

CRITERI DI REDAZIONE

Il presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, 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 2019.

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 presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato è sottoposto a revisione contabile limitata secondo le modalità indicate dalla CONSOB nella Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997; i risultati di tale attività, svolta dalla società KPMG S.p.A., saranno resi pubblici appena disponibili.

I dettagli riguardanti i principi contabili e i criteri di valutazione adottati dal Gruppo sono specificati nella [Nota 38 - Principali principi contabili e Criteri di valutazione](#).

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 potranno 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 Consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2019, fatto salvo quanto evidenziato nel successivo paragrafo Emergenza Covid-19

Valutazioni dei 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-EU, 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 value data dell'evento o del cambiamento delle circostanze che ha determinato il trasferimento nel quale il trasferimento ha avuto luogo.

Ulteriori informazioni sulle ipotesi per determinare il fair value vengono fornite nelle seguenti note:

- Nota 24 – Costi per servizi e altri costi operativi e Nota 25 – Costo del lavoro;
- Nota 35 – Strumenti finanziari.

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.

Emergenza Covid-19

A seguito della diffusione dell'emergenza sanitaria su scala globale, a fine gennaio 2020 l'Organizzazione mondiale della Sanità aveva qualificato l'epidemia da Covid-19 come un'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale e lo scorso 11 marzo 2020 ha invece dichiarato la Pandemia per Covid-19.

Con riferimento agli impatti dell'emergenza sanitaria Covid-19 sui risultati del Gruppo ERG nel primo semestre 2020 si evidenzia quanto segue:

- La crisi sanitaria internazionale ha determinato una significativa generale contrazione della domanda di energia elettrica su tutti i mercati di riferimento, per effetto principalmente delle limitazioni imposte a parti delle attività produttive, attraverso modalità diverse da paese a paese. In tale contesto i prezzi a pronti dell'energia elettrica hanno registrato importanti contrazioni in tutti i paesi in cui il Gruppo opera. Tuttavia, sia grazie alla significativa incidenza sui ricavi del Gruppo di sistemi di remunerazione regolati, sia perché una parte preponderante delle produzioni RES nonché dei *Clean Spark Spreads* legati alle produzioni termoelettriche del corrente anno sono state già oggetto di vendita a termine negli anni precedenti, in linea con le hedging policy triennali del Gruppo, nel primo semestre 2020 gli effetti sui risultati di Gruppo sono stati contenuti. Pertanto, nel primo semestre 2020, si sono registrati impatti limitati alla voce **Ricavi**.
- ERG ha gestito in maniera molto attenta il personale impegnato nei siti produttivi, mediante l'adozione delle opportune misure di sicurezza "Organizzative" (atte a garantire il distanziamento sociale e la rimodulazione delle attività operative e logistiche) e di "Prevenzione e Protezione" (formazione e informazione, dispositivi di protezione individuale, misure di igiene personale e pulizia/sanificazione degli ambienti di lavoro), nel rispetto delle indicazioni delle Autorità Competenti, e di concerto con le Organizzazioni Sindacali. Nel periodo sono stati sostenuti oneri per **acquisti** di dispositivi di protezione individuale e **costi per servizi** di prevenzione e protezione per 0,3 milioni di Euro.
- Nel periodo il Gruppo ERG ha destinato 2 milioni di euro ai territori colpiti dall'emergenza COVID-19 nei quali è presente con i suoi siti produttivi, con la volontà di offrire un aiuto concreto a supporto delle esigenze più urgenti delle strutture sanitarie, il costo è registrato negli **altri costi operativi**.
- Durante questo periodo non ci sono state e non sono state pianificate riduzioni del personale. Nel semestre, pertanto, non si rilevano impatti nella voce **Costo del lavoro**.
- Nel periodo il Gruppo ERG ha effettuato un aggiornamento delle "expected losses" previste sulla liquidità di Gruppo e sui crediti commerciali a seguito dell'evoluzione degli scenari industriali post Covid-19. Gli impatti per il Gruppo non sono significativi ed ammontano a 0,4 milioni di Euro sulla liquidità e a 0,1 milioni di Euro sui crediti commerciali.
- il "Decreto Rilancio" (D.L. n.34/2020) ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo

di imposta 2019 e della prima rata dell'acconto IRAP relativo al periodo di imposta successivo (2020), in scadenza il 30 giugno 2020, per le imprese e i lavoratori autonomi con ricavi o compensi non superiori a 250 milioni di Euro nel periodo d'imposta 2019 (art. 24 del "Decreto Rilancio"). Il beneficio complessivo per l'anno 2020 per il Gruppo ERG è pari a 4,3 milioni di Euro di cui 2,5 rilevato per competenza nel 1° semestre 2020 alla voce **Imposte sul reddito**.

Come commentato in precedenza per quanto riguarda il **rischio credito**, il Gruppo ERG attua da sempre una strategia di mitigazione di tale rischio che prevede, in linea con la Risk Policy, un portafoglio focalizzato principalmente vs grandi clienti Industriali sia in ambito nazionale che internazionale a cui viene riconosciuta una elevata solidità ed affidabilità; pertanto anche in questo momento storico, il rischio credito verso tali controparti rimane contenuto. Nel periodo, pertanto, non si è dovuto procedere alla svalutazione di crediti in relazione agli impatti dell'emergenza sanitaria.

Nel periodo si è proceduto all'aggiornamento delle **"expected losses"** sui crediti commerciali verso clienti e sui crediti finanziari verso banche (liquidità di Gruppo): gli impatti non sono risultati significativi ed ammontano a 0,1 milioni di Euro sui crediti commerciali e a 0,4 milioni di Euro sulla liquidità.

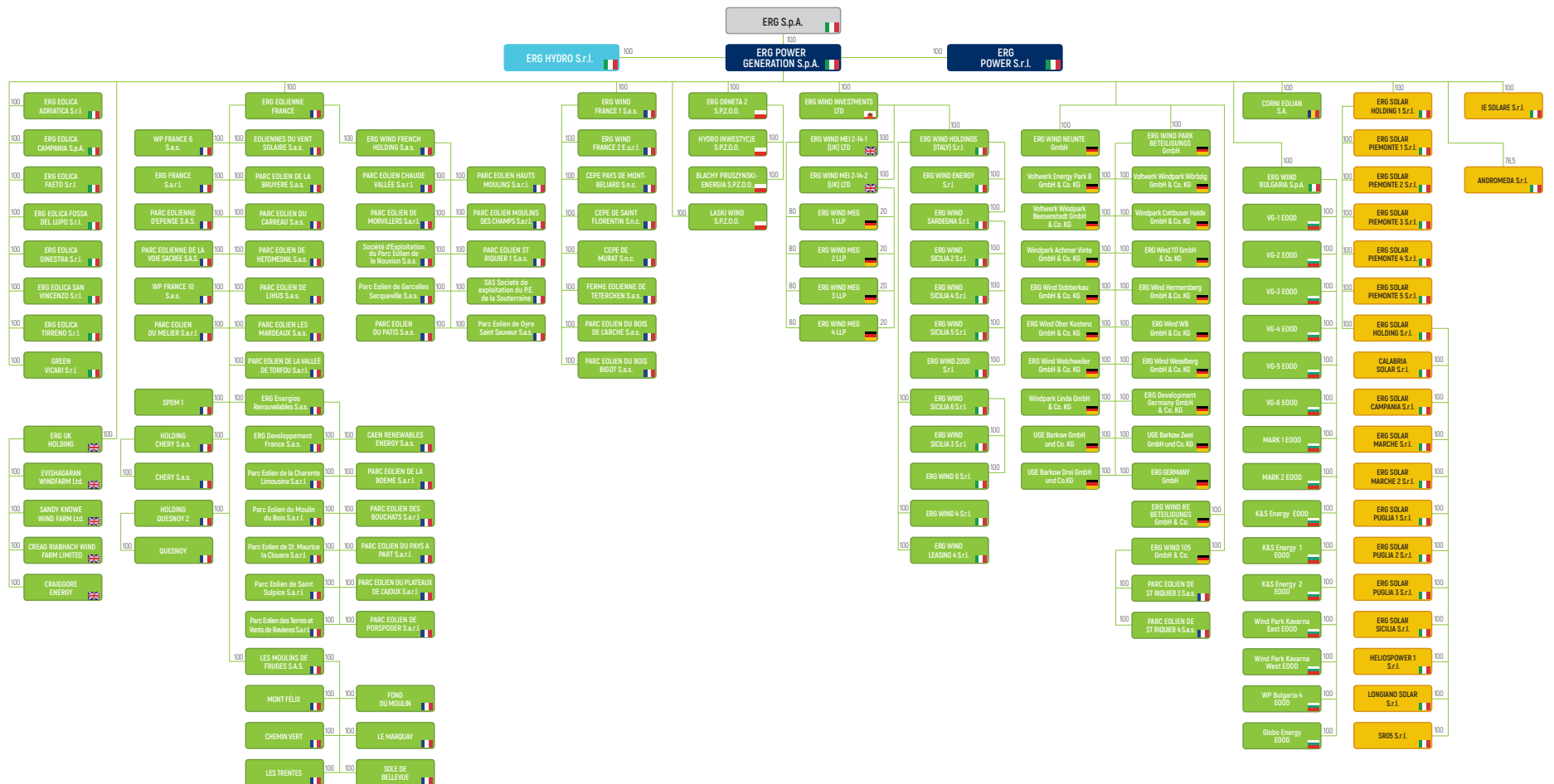
Per quanto riguarda invece il **rischio liquidità**, monitorato costantemente dal top management nell'ambito del Comitato Rischi, ERG attua una strategia di mitigazione in linea con la Risk Policy che consentirà al Gruppo di essere solvibile sia in condizioni di normale operatività che in condizioni di crisi, attraverso un'accurata pianificazione e monitoraggio della propria struttura finanziaria. Tale strategia è volta da un lato a garantire il mantenimento di un adeguato livello di liquidità, attraverso la sistematica generazione di cassa da parte delle proprie attività di business, e dall'altro a ottimizzare il costo del funding, attraverso il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e composizione del debito. Anche nell'attuale contesto di riferimento, post Covid-19, il rischio liquidità rimane limitato, peraltro senza significativi impatti attesi nel corso del 2020.

Infine, si evidenzia che in tutti i siti operativi sono state predisposte e puntualmente aggiornate tutte le azioni organizzative, logistiche e di facility a tutela della salute dei lavoratori e a presidio di tutte le attività fondamentali per garantire la **continuità di servizio e la marcia in sicurezza degli impianti**.

A livello di Supply Chain sono state messe in atto tutte le opportune azioni per garantire la **continuità operativa di tutti gli asset** di produzione sia in Italia che all'estero, attraverso un approccio strutturato di Business Continuity Management e la definizione dei piani di approvvigionamento che prevedono la **copertura delle forniture almeno fino a tutto il 2020**, con identificazione di fornitori di backup per tutti i Main Component e per i servizi principali. La presenza di proprio personale in campo per svolgere attività di O&M e di propri magazzini vicini agli impianti produttivi si è rivelata una strategia vincente per garantire la **business continuity**, minimizzando la dipendenza da fornitori esterni. Nella fase più critica dell'emergenza sanitaria non vi sono state, quindi, interruzioni dell'attività aziendale, sia in Italia che all'estero.

In considerazione di quanto sopra non si segnalano, pertanto, criticità o punti di attenzione in merito alla **continuità aziendale** del Gruppo.

AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE AL 30 GIUGNO 2020



Di seguito vengono riepilogate le principali operazioni su partecipazioni del Gruppo riguardanti operazioni rientranti nella [Variazione dell'area di Consolidamento](#).

- In data [24 febbraio 2020](#) ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France, ha acquistato dalla società lussemburghese LongWing Energy France SA il 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici situati nelle regioni francesi di Hauts de France, Centre - Vallée de la Loire e Nouvelle Aquitaine con una potenza installata complessiva di 38 MW;
- In data [5 marzo 2020](#) ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Cameonio Limited, holding di partecipazioni polacca con sede a Cipro, l'acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Wp. Z.o.o., società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW nella parte Sudorientale della Polonia, a seguito del positivo risultato della partecipazione all'asta del 5 dicembre 2019.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto più ampiamente commentato nel capitolo [Variazione dell'area di consolidamento](#).

Si segnalano inoltre i seguenti eventi significativi occorsi nel semestre:

- In data [22 gennaio 2020](#) ERG S.p.A. è stata promossa al rating "AA", rispetto ad "A" attribuite nel 2018, da MSCI ESG Research Ltd. ("MSCI"), una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di governance (ESG). In aggiunta ERG con il 35mo posto si conferma tra le top 50 aziende al mondo nel Corporate Knights Global 100 Most Sustainable Corporations in the world Index e ha mantenuto il rating B di CDP Climate Change.
- In data [14 maggio 2020](#) l'agenzia di rating Fitch Ratings ("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-.
- In data [30 giugno 2020](#) ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ha perfezionato l'Amend & Extend del suo non-recourse project facilities agreement per un importo residuo di Euro 103 milioni. L'operazione ha permesso di migliorare le condizioni del finanziamento e di prolungarne la durata di tre anni. Inoltre l'Amend & Extend ha consentito di classificare il finanziamento come "Green Loan" e "Sustainability Linked Loan" in conformità con i Green Loan Principles e i Sustainability Linked Loan Principles, a ulteriore conferma del forte impegno di ERG verso lo sviluppo sostenibile.

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 2019.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

(Migliaia di Euro)	TRINITY ⁽¹⁾	LAZSKI ⁽²⁾	TOTALE
Attività immateriali	2.443	1.470	3.912
Avviamento	2.439	-	2.439
Immobili, impianti e macchinari	34.765	830	35.594
Attività per diritti di utilizzo	1.366	-	1.366
Partecipazioni	-	5	5
Altre attività finanziarie	700	-	700
Attività per imposte differite	5.347	-	5.347
Altre attività non correnti	88	458	547
Attività non correnti	47.149	2.762	49.911
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	946	-	946
Altri crediti e attività correnti	143	(200)	(57)
Attività finanziarie correnti *	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	2.551	-	2.551
Attività correnti	3.640	(200)	3.440
Attività operative cessate	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	50.788	2.562	53.351
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	-	-	-
Partecipazioni di terzi	-	-	-
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	1.836	-	1.836
Altri fondi non correnti	2.640	-	2.640
Passività finanziarie non correnti*	31.349	-	31.349
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	1.366	-	1.366
Altre passività non correnti	12	183	195
Passività non correnti	37.203	183	37.386
Altri fondi correnti	-	-	-
Debiti commerciali	466	16	482
Passività finanziarie correnti*	13.119	2.363	15.482
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	-	-	-
Altre passività correnti	-	-	-
Passività correnti	13.585	2.380	15.965
Passività operative cessate	-	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	50.788	2.562	53.351
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta (a)	(43.283)	(2.363)	(45.647)
Impatto IFRS su Posizione Finanziaria Netta (b)			(1.366)
Impatto su Posizione Finanziaria Netta Relazione sulla Gestione c = (a-b)			(44.280)

(1) n. 5 società di diritto francese da LongWing Energy France – business combination Trinity.

(2) n. 1 società polacca da Cameonio Limited – asset Laszki.

Il prospetto sopra riportato espone il dettaglio delle attività acquisite e delle passività assunte comprensivo degli impatti dell'applicazione dell'IFRS 16.

L'impatto sulla Posizione Finanziaria Netta* fa riferimento alle seguenti voci: attività finanziarie correnti, disponibilità liquide e mezzi equivalenti, passività finanziarie non correnti, passività finanziarie non correnti per beni in leasing, passività finanziarie correnti (che includono il corrispettivo pagato per l'acquisizione) e passività finanziarie correnti per i beni in leasing.

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

Business combination “Trinity”

In data 24 febbraio 2020 ERG, tramite la propria controllata ERG Eolienne France, ha acquistato dalla società lussemburghese LongWing Energy France SA il 100% del capitale di cinque società di diritto francese titolari di tre parchi eolici situati nelle regioni francesi di Hauts de France, Centre - Vallée de la Loire e Nouvelle Aquitaine. I parchi, con una potenza installata complessiva di 38 MW, sono entrati in esercizio tra il 2010 e il 2012 ed hanno una produzione annua totale, basata sulla media storica, di circa 70 GWh, corrispondente ad oltre 1.840 ore equivalenti e pari a circa 37 kt di emissioni di CO₂ evitate all'anno. Gli impianti beneficiano per 15 anni, a partire dalla data di entrata in esercizio, di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2019, è stata pari in media a circa 91 Euro/MWh.

Il valore dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è pari a 42 milioni di Euro. L'Ebitda annuo medio atteso è di circa 4,5 milioni di Euro. Il Ministero dell'Economia e delle Finanze francese ha dato il proprio consenso all'operazione. L'operazione si configura come acquisizione di business (business combination) ai sensi della definizione fornita dall'IFRS 3 in applicazione dal 1° gennaio 2020. A tal fine si precisa che il perimetro di acquisizione include gli impianti, i contratti di Operation & Maintenance, i contratti di land lease e il diritto a ricevere incentivi (Feed-in tariff). In particolare le attività di O&M rappresentano per il Gruppo un processo critico per il funzionamento dei parchi. Tali contratti infatti, consentono l'accesso ad una forza lavoro organizzata che svolge processi critici per la capacità degli impianti di continuare a produrre output.

Il presente documento riflette gli impatti del consolidamento delle società acquisite a partire dal 1° gennaio 2020.

Determinazione del corrispettivo complessivo dell'acquisizione

Il corrispettivo della acquisizione è risultato pari a 42 milioni di Euro per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target.

I costi accessori sostenuti per perfezionare l'operazione, pari a 0,3 milioni di Euro, sono stati esclusi dal corrispettivo trasferito e contabilizzati nel conto economico 2020 tra i costi per servizi e altri costi (0,1 milioni) e nel conto economico 2019 (0,2 milioni).

Valutazione delle attività e passività della business combination alla data di acquisizione

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

(Migliaia di Euro)	Situazione di acquisizione	Rettifica alla situazione di acquisizione	Attività acquisite e passività assunte
Attività immateriali	-	2.443	2.443
Avviamento	-	-	-
Immobili, impianti e macchinari	34.765	-	34.765
Attività per diritti di utilizzo	1.366	-	1.366
Partecipazioni	-	-	-
Altre attività finanziarie	-	700	700
Attività per imposte differite	-	5.347	5.347
Altre attività non correnti	88	-	88
Attività non correnti	36.220	8.490	44.709
Rimanenze	-	-	-
Crediti commerciali	946	-	946
Altri crediti e attività correnti	143	-	143
Attività finanziarie correnti *	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*	2.551	-	2.551
Attività correnti	3.640	-	3.640
TOTALE ATTIVITÀ	39.859	8.490	48.349
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	(342)	2.664	2.322
Partecipazioni di terzi	-	-	-
Patrimonio Netto Totale	(342)	2.664	2.322
Benefici ai dipendenti	-	-	-
Passività per imposte differite	1.225	611	1.836
Altri fondi non correnti	840	1.800	2.640
Passività finanziarie non correnti*	27.933	3.415	31.349
Passività finanziarie non correnti per beni in leasing*	1.366	-	1.366
Altre passività non correnti	12	-	12
Passività non correnti	31.377	5.826	37.203
Altri fondi correnti	-	-	-
Debiti commerciali	466	-	466
Passività finanziarie correnti*	8.358	-	8.358
Passività finanziarie correnti per beni in leasing*	-	-	-
Altre passività correnti	-	-	-
Passività correnti	8.824	-	8.824
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	39.859	8.490	48.349
*Impatto su Posizione Finanziaria Netta	(35.107)	(3.415)	(38.522)

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 2020) delle società target espressi in base ai principi contabili internazionali:

- **immobili, impianti e macchinari:** impianti eolici iscritti al costo di acquisto compresi gli oneri accessori e i costi direttamente imputabili al bene e rettificate dei corrispondenti fondi ammortamento;
- **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 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 alla situazione di acquisizione:**

- **attività immateriali:** plusvalore attribuito in occasione della contabilizzazione dell'acquisizione; tale plusvalore è stato iscritto alla voce "Diritti e Concessioni" e si riferisce in particolare al diritto a ricevere gli incentivi (Feed-in tariff) per un periodo residuo di 15 anni;
- **altre attività finanziarie:** iscrizione di "special indemnities" determinate in sede di acquisizione;
- **attività per imposte differite:** la voce è composta dalla rilevazione di un Tax Asset determinato in sede di acquisizione e dall'effetto fiscale dell'adeguamento al Fair Value del debito per project financing;
- **passività per imposte differite** riferite alla allocazione di cui sopra;
- **altri fondi non correnti:** rilevazione di oneri per passività potenziali rilevate in sede di acquisizione in parte compensate dalle "special indemnities" sopracitate;
- **passività finanziarie non correnti:** adeguamento al Fair Value del debito per project financing.

Determinazione dell'avviamento

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 come illustrato nella tabella seguente:

Corrispettivo dell'acquisizione ⁽¹⁾	4.761
Fair value dei net asset acquisiti	2.322
Avviamento	2.439

(1) la voce non include il rimborso dei finanziamenti dell'acquisita.

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

L'Avviamento derivante dall'acquisizione si riferisce, principalmente, alle sinergie che si prevede di ottenere dall'integrazione della società acquisita all'interno del Gruppo. L'avviamento rilevato in bilancio non sarà deducibile ai fini dell'imposta sui redditi.

Contributo Trinity nel 2020

Nel periodo intercorrente tra la data di primo consolidamento (1° gennaio 2020) 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 4,1 milioni ed un risultato operativo positivo di 1,7 milioni.

Acquisizione di asset "Laszki"

In data 5 marzo 2020 ERG, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha perfezionato con Cameo Limited, holding di partecipazioni polacca con sede a Cipro, l'acquisizione del 100% del capitale di Laszki Wind Wp. Z.o.o., società che detiene i permessi per la realizzazione di un parco eolico da 36 MW nella parte Sudorientale della Polonia, a seguito del positivo risultato della partecipazione all'asta del 5 dicembre 2019.

Il progetto, su cui ERG aveva già un diritto di acquisto, si è aggiudicato nell'ultima asta una tariffa feed-in tariff per una durata di 15 anni. La produzione stimata a regime è di circa 90 GWh annui, pari a circa 77 kt di emissione di CO₂ evitata. L'inizio della costruzione è previsto nel corso del secondo trimestre 2020 e l'entrata in esercizio entro la fine del 2021.

L'investimento totale per la realizzazione del parco inclusivo del corrispettivo per l'acquisto dei permessi a costruire, è di circa 48 milioni di Euro.

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 2,6 milioni di Euro di cui 1,2 milioni per l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società target e 1,4 milioni per il rimborso dei finanziamenti in essere alla data di acquisizione del controllo della società target.

Gli importi indicati sono comprensivi di passività in relazione ad aggiustamenti prezzo.

Impairment test

Come richiesto dai principi contabili di riferimento e come sottolineato nelle più recenti raccomandazioni delle Autorità di vigilanza nazionali ed internazionali, in particolare contenute

- nel Public Statement dell'ESMA *"Implications of the COVID-19 outbreak on the half-yearly financial reports"* emesso il 20 maggio 2020

- nel richiamo di attenzione n. 8/20 "Covid 19 – Richiamo di attenzione sull'informativa finanziaria", emesso da Consob il 16 luglio 2020, e

- nello Statement dello IOSCO (*International Organization of Securities Commissions*) del 29 maggio 2020,

si riportano di seguito le valutazioni che il Gruppo ha effettuato ai sensi dello IAS 36 "Riduzione di valore delle attività" (paragrafi 9 e 12), in particolare in relazione alla valutazione se gli effetti della pandemia COVID-19 costituiscono indicatori di perdita di valore tali da richiedere lo svolgimento di specifiche verifiche sulla recuperabilità delle attività non correnti iscritte nel Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2020.

Le attività non correnti del Gruppo comprendono avviamento, attività immateriali a vita utile definita, immobili impianti e macchinari e attività per diritti di utilizzo.

In relazione all'avviamento¹, il Gruppo procede a verificare almeno annualmente il valore recuperabile dei Gruppi di CGU cui lo stesso è allocato, generalmente in sede di redazione del bilancio consolidato annuale, riservandosi di operare valutazioni più frequenti nel caso in cui, a ogni data di riferimento del bilancio, sia riscontrata l'esistenza di eventuali indicatori di potenziali perdite di valore (*triggering events*).

L'esistenza di *triggering events* determina la necessità di verificare il valore recuperabile anche per le attività immateriali a vita utile indefinita, gli immobili, gli impianti e i macchinari e le attività per diritti di utilizzo.

	Wind	Solare	Hydro	Thermo
Italia	●	●	●	●
Francia	●			
Germania	●			
Polonia	●			
Romania	●			
Bulgaria	●			
UK*	●			

* parchi eolici in costruzione

Al fine di individuare gli indicatori di potenziali perdite di valore, per tutti i Gruppi di CGU il Gruppo considera, in coerenza con le indicazioni dello IAS 36, le fonti interne ed esterne di informazione.

- Per quanto riguarda le **fonti interne** si è preso in esame (i) l'obsolescenza o il deterioramento fisico dell'attività, (ii) eventuali cambiamenti significativi nell'uso dell'attività e (iii) l'andamento economico dell'attività rispetto a quanto preventivato.
- Relativamente alle **fonti esterne**, invece, si considera: l'andamento dei prezzi di mercato delle attività, eventuali discontinuità tecnologiche, di mercato o normative e l'andamento dei tassi di interesse di mercato.

Ai fini della predisposizione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato, il Gruppo ha condotto le proprie analisi dei *triggering events* tenendo in particolare considerazione i fattori di discontinuità conseguenti all'emergenza

¹ Al 30 giugno 2020 Gruppi di CGU che includono avviamento sono l'Eolico Italia (126 milioni di Euro), l'Eolico Francia (35 milioni di Euro), l'Eolico Germania (6 milioni di Euro) e Solare Italia (56 milioni di Euro).

sanitaria Covid-19 verificatasi nel corso del primo semestre 2020 e riconducibili all'aggiornamento dello scenario energetico anche di medio-lungo termine e all'evoluzione del tasso di sconto come di seguito riepilogati.

- **Scenario energetico**

L'emergenza sanitaria ha determinato un livello di indeterminazione che è stato diffusamente etichettato con la definizione *uncharted territory*. L'incertezza in primo luogo insiste sulla durata dell'emergenza sanitaria e sulle modalità di gestione della pandemia in un'ottica di breve e medio termine.

La conseguente recessione economica ha richiesto risposte in termini di politiche monetarie e fiscali, di cui andranno valutate efficacia e ricadute sulle politiche industriali ed energetiche.

In tale contesto di incertezza il Gruppo ha proceduto ad elaborare una *sensitivity* dello Scenario energetico, al fine di riflettere, nei dati previsionali utilizzati per la predisposizione dell'impairment test svolto per il Bilancio 2019, gli effetti della citata crisi economico-sanitaria ipotizzando in particolare un calo della domanda elettrica, una diminuzione del prezzo del gas e quindi un decremento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica in Italia ed all'estero soprattutto in un orizzonte temporale di breve e medio termine.

- **Tasso di sconto**

Nell'ambito della citata *sensitivity*, si è proceduto inoltre ad aggiornare il calcolo del tasso di sconto al 30 giugno 2020, risultato mediamente in aumento rispetto ai valori di fine anno 2019. La metodologia di calcolo è coerente con quelle utilizzata per l'impairment test svolto per il Bilancio 2019.

Si ricorda che ai fini del Bilancio 2019 si era proceduto a verificare il valore recuperabile dell'avviamento a livello di Gruppi di CGU e che lo stesso risulta allocato ai Gruppi di CGU Eolico Italia, Eolico Francia, Eolico Germania e Solare Italia. Si rammenta inoltre, che il Gruppo verifica su base annuale il valore recuperabile anche per i gruppi di CGU a cui non risulta allocato alcun avviamento (Eolico Polonia, Eolico Bulgaria, Eolico Romania, Thermo e Hydro).

Dalle verifiche effettuate ai fini del Bilancio 2019 era risultata, per tutti i Gruppi di CGU oggetto di esame, una significativa differenza positiva (*headroom*) tra il valore recuperabile ed il valore contabile.

A valle dell'esercizio di analisi degli indicatori interni ed esterni elencati nel precedente paragrafo e del relativo esercizio di *sensitivity* ivi descritto, è emerso che, ad eccezione della CGU Hydro, commentata nel proseguo del presente paragrafo, per tutte gli altri Gruppi di CGU i valori degli *headroom* risultano comunque positivi, sebbene in contrazione rispetto ai valori risultanti dal Bilancio 2019. Alla luce di tale simulazione, ritenendo improbabile l'emersione di una perdita da riduzione di valore significativa, non è emersa la necessità di procedere alla determinazione del valore recuperabile per nessuno di tali Gruppi di CGU.

Con riferimento alla CGU Hydro, alla luce di tale simulazione, la stimata contrazione dello scenario elettrico nel medio/lungo termine e l'incremento dei tassi di sconto sono risultati significativamente recessivi. Si è pertanto ritenuto

necessario procedere all'elaborazione di un test di impairment degli asset afferenti la CGU delle centrali idroelettriche, determinandone il valore recuperabile al 30 giugno 2020 e confrontandolo con il valore contabile determinato alla medesima data.

Il valore recuperabile della CGU è stato calcolato attraverso la determinazione del valore in uso. Per il calcolo si è utilizzata la proiezione dei flussi di cassa operativi associati agli impianti fino al 2029, data di scadenza delle Autorizzazioni. Per la determinazione dei flussi di cassa si è tenuto conto del già commentato aggiornamento di scenario e di alcune nuove assunzioni industriali

Si ricorda che la stima del valore recuperabile include, come da prassi valutativa, un valore residuo (o "valore terminale") corrispondente alla stima di un corrispettivo al cessionario uscente, il cui calcolo è stato aggiornato sulla base delle più recenti interpretazioni delle normative attuali ed in particolare con riferimento alla Legge n. 12 dell'11 febbraio 2019 (DL Semplificazioni).

I flussi finanziari prospettici sono stati attualizzati utilizzando il tasso di attualizzazione (WACC netto imposte) pari al 4,4%.

Sulla base delle assunzioni soprammenzionate non è emersa alcuna perdita di valore.

Tuttavia, in considerazione del perdurare delle incertezze e degli elementi di criticità che caratterizzano il quadro macroeconomico di riferimento, gli Amministratori continueranno a monitorare l'evoluzione dell'emergenza sanitaria e i possibili impatti sugli scenari anche di medio-lungo termine e valuteranno se tali aggiornamenti potranno rappresentare un indicatore di perdita di valore tale da richiedere un adeguamento del valore contabile degli assets iscritti in bilancio.

ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

NOTA 1 - ATTIVITÀ IMMATERIALI

	Diritti e Concessioni	Altre attività immateriali	Attività in corso	Totale
SALDO AL 31/12/2019	875.501	6.174	8.101	889.776
Attività destinate ad essere cedute	-	-	-	-
Movimenti del periodo:				-
Variazione area di consolidamento	3.894	-	-	3.894
Investimenti	845	34	1.438	2.316
Capitalizzazioni e riclassifiche da/a attività immateriali	743	(541)	(169)	33
Riclassifiche da altre voci di bilancio	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	(1)	-	(1)
Ammortamenti	(33.926)	(1.242)	-	(35.168)
Svalutazioni	-	-	-	-
Altre variazioni	1	10	(125)	(113)
Costo storico	1.195.769	62.028	9.245	1.267.042
Ammortamenti e svalutazioni	(348.712)	(57.593)	-	(406.305)
SALDO AL 30/06/2020	847.057	4.435	9.245	860.737

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.

Le attività in corso sono relative, principalmente, a costi di sviluppo capitalizzati su progetti in corso di costruzione.

La **variazione dell'area di consolidamento** si riferisce a quanto commentato nel relativo paragrafo.

Gli **investimenti** si riferiscono principalmente a licenze e software.

La voce **capitalizzazioni e riclassifiche da/a attività immateriali** include componenti di oneri capitalizzati riclassificati tra classi di cespiti differenti. L'incremento del valore degli ammortamenti al 30 giugno 2020 rispetto al primo semestre 2019 è principalmente riconducibile all'acquisizione di nuovi impianti eolici in Francia avvenuto nel primo trimestre 2020, alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Germania nel corso del secondo semestre 2019.

NOTA 2 - AVVIAMENTO

Si riporta nella tabella di cui sotto la movimentazione della voce "Avviamento" nel periodo:

	Wind	Solare	Hydro	Thermo	Totale
Saldo al 31/12/2019	164.887	56.062	-	-	220.949
Movimenti del periodo:					
Business combination "Trinity"	2.439	-	-	-	2.439
Saldo al 30/06/2020	167.326	56.062	-	-	223.388

La voce non è ammortizzata nel Conto Economico ed è soggetta ad una verifica ai fini dell'identificazione di un'eventuale perdita di valore (impairment test) su base annuale o con maggiore frequenza nel caso in cui vi siano indicazioni nel corso dell'anno che tale attività possa aver subito una riduzione di valore. In occasione del presente Bilancio Consolidato semestrale abbreviato si è proceduto alla verifica richiesta dal paragrafo 12 dello IAS 36 e non sono emersi elementi tali da richiedere un adeguamento del valore degli avviamenti.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo [Impairment test](#).

Il Gruppo, alla luce dell'evoluzione dello scenario industriale a seguito dell'emergenza sanitaria del Covid-19, ha effettuato una verifica delle assunzioni e degli scenari sottostanti il test al 31 dicembre 2019 ed anche in considerazione dei significativi headroom (differenze positive) tra il valore recuperabile e il valore contabile a fine anno, non si è reso necessario effettuare Impairment degli avviamenti iscritti ai seguenti gruppi di CGU:

- Eolico Italia;
- Eolico Francia;
- Eolico Germania;
- Solare Italia.

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto commentato nel paragrafo [Impairment test](#).

NOTA 3 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altre attività	Attività in corso di costruzione	Totale
SALDO AL 31/12/2019	191.189	2.079.518	12.665	52.957	2.336.329
Attività destinate ad essere cedute	-	-	-	-	-
Movimenti del periodo:					
Variazione area di consolidamento	-	30.799	3.965	801	35.565
Investimenti	19	572	379	38.789	39.759
Attività per diritti di utilizzo	1.925	-	132	-	2.057
Capitalizzazioni e riclassifiche da/a immobili, impianti e macchinari	(18)	1.772	375	(2.162)	(33)
Alienazioni e dismissioni		(445)			(445)
Ammortamenti	(3.571)	(109.562)	(833)		(113.966)
Ammortamento attività per diritti di utilizzo	(3.040)	(17)	(785)	-	(3.842)
Svalutazioni		-			-
Altre variazioni	(547)	(3.376)	(306)	(1.439)	(5.669)
Costo storico	318.525	4.777.930	41.920	88.946	5.227.321
Ammortamenti e svalutazioni	(132.570)	(2.778.670)	(26.328)		(2.937.569)
SALDO AL 30/06/2020	185.955	1.999.259	15.592	88.946	2.289.752

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 già commentate operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel periodo, relative ad impianti eolici in Francia e all'acquisizione di un progetto per la costruzione di un parco eolico in Polonia. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Variazione area di consolidamento**.

Gli **investimenti** si riferiscono, principalmente, a costi sostenuti alla prosecuzione dello sviluppo dei parchi eolici in corso di costruzione nel Regno Unito e per lo sviluppo del neoacquisito progetto per la costruzione di un parco eolico in Polonia. Inoltre, si segnala che del primo semestre 2020 sono stati sostenuti investimenti per 12 milioni di Euro riferiti, principalmente, al progetto di revamping degli impianti per la generazione di vapore del modulo 1 dell'impianto CCGT.

L'incremento del valore degli ammortamenti al 30 giugno 2020 rispetto al primo semestre 2019 è principalmente riconducibile all'acquisizione di nuovi impianti eolici in Francia avvenuto nel primo trimestre 2020, alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Germania nel corso del secondo semestre 2019.

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

Nella voce Immobili, impianti e macchinari sono incluse attività per diritti di utilizzo beni in leasing "right of use" contabilizzati secondo l'IFRS 16. Si riporta nella tabella seguente la movimentazione di tale voce nel periodo:

	Terreni e fabbricati	Impianti specifici	Attrezzature	Altri beni	Totale
Saldo al 31/12/2019	73.846	631	122	3.851	78.449
Incremento dell'attività per il diritto di utilizzo	565	-	2	267	834
Incremento dell'attività per il diritto di utilizzo per business combination	1.366	-	-	-	1.366
Eliminazione di attività per il diritto di utilizzo	(84)	-	-	(60)	(144)
Ammortamento dell'esercizio	(2.965)	(17)	(23)	(838)	(3.842)
SALDO AL 30/06/2020	72.727	614	101	3.220	76.663

Gli incrementi di periodo si riferiscono, principalmente, ad attività per diritto di utilizzo riferite alla business combination precedentemente commentata e ad incrementi riconducibili alle società italiane.

NOTA 4 - PARTECIPAZIONI

	Partecipazioni				Totale
	Imprese controllate non consolidate integralmente	Imprese controllate a controllo congiunto	Imprese collegate	Altre imprese	
SALDO AL 31/12/2019	73	236	13.029	465	13.804
Attività destinate ad essere cedute	-	-	-	-	-
Movimenti del periodo:					
Acquisizioni/aumenti di capitale/incrementi	-	-	-	-	-
Variazione metodo di consolidamento	-	(19)	-	-	(19)
Riclassifiche	-	-	-	-	-
Svalutazioni/utilizzo fondo copertura perdite	-	-	-	-	-
Alienazioni e dismissioni	-	-	-	-	-
Valutaz. società metodo del patrimonio netto	-	-	71	-	71
SALDO AL 30/06/2020	73	217	13.100	465	13.856

La variazione positiva generata dalla **valutazione con il metodo del patrimonio netto** è riconducibile al risultato del periodo della partecipata Priolo Servizi S.C.p.A.

Il riepilogo della voce partecipazioni possedute al 30 giugno 2020 è il seguente:

	Valutate a Patrimonio netto	Valutate al costo	Totale
Partecipazioni			
- in imprese controllate non consolidate integralmente	-	73	73
- in joint venture	-	217	217
- in imprese collegate	13.101	-	13.101
- in altre imprese	-	465	465
Totale	13.101	755	13.856

NOTA 5 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Le "Altre attività finanziarie non correnti" pari a 38.492 migliaia di Euro (41.629 migliaia di Euro al 31 dicembre 2019) 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 fideiussioni 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).

La voce ricomprende infine crediti finanziari verso società del gruppo non consolidate integralmente (0,3 milioni) e depositi cauzionali.

NOTA 6 - IMPOSTE

Attività per imposte differite

(Migliaia di euro)	30/06/2020	
	Differenze Temporanee	Effetto Imposta
Attività per imposte differite		
Fondi rischi e oneri	108.261	24.997
Perdite fiscali	118.281	30.706
Strumenti Derivati	110.754	25.113
Ammortamento e Svalutazione immobilizzazioni	41.854	51.698
Altre Svalutazioni	13.389	3.640
Altro	105.767	35.944
Totale attività per imposte differite ante compensazione	498.306	172.098
Imposte differite compensabili		(122.549)
Totale attività per imposte differite post compensazione		49.549

Le attività per imposte differite sono stanziata, 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 a 30 giugno 2020 pari a 49.549 migliaia di Euro (42.257 migliaia al 31 dicembre 2019), sono rilevate, principalmente, a fronte di strumenti finanziari derivati, stanziamenti a fondi per rischi ed oneri, operazioni di business combination e perdite fiscali recuperabili.

Il Gruppo ritiene probabile la recuperabilità delle imposte differite attive iscritte al 30 giugno 2020.

Passività per imposte differite

(Migliaia di euro)	30/06/2020	
	Differenze Temporanee	Effetto Imposta
Passività per imposte differite		
Price Purchase Allocation	925.324	273.736
Ammortamenti immobilizzazioni	187.312	36.169
IFRS 9 tax effects	6.550	1.572
Altro	183.752	14.821
Totale passività per imposte differite ante compensazione	1.302.938	326.298
Imposte differite compensabili		(122.549)
Totale passività per imposte differite post compensazione		203.748

Le passività per imposte differite sono rilevate 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% - 4,82% - 5,57%).

Le imposte differite al 30 giugno 2020 pari a 203.748 migliaia di Euro (209.064 al 31 dicembre 2019), sono stanziare 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 49.737 migliaia di Euro (42.928 migliaia di Euro al 31 dicembre 2019) 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 verso Erario (3 milioni).

Inoltre si ricorda che, nel corso del primo trimestre 2019, ERG ha acquisito da Soles Montalto GmbH il 78,5% di Perseo S.r.l, titolare del 100% di Andromeda PV S.r.l., società che a sua volta gestiva due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW. In data 31 dicembre 2019 Perseo S.r.l. è stata incorporata per fusione inversa in Andromeda P.V. S.r.l. con effetti retroattivi dal 1° gennaio 2019.

Nel corso del primo semestre 2020 la società Andromeda P.V. S.r.l. ha effettuato l'affrancamento fiscale dell'avviamento procedendo a versare, in data 30 giugno 2020, l'imposta sostitutiva (12,8 milioni) pari al 16% del valore da affrancare, ai sensi dell'art.15, comma 10, del decreto legge 29 novembre 2008, n.185, convertito nella Legge 28 gennaio 2009, n.2. Nel Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato, in applicazione dello IAS 12, sono state rilasciate a Conto Economico le imposte differite di segno positivo generatesi dalla differenza tra l'aliquota ordinaria IRES ed IRAP e l'aliquota dell'imposta sostitutiva (16%).

Il rilascio a Conto Economico delle imposte differite ha avuto un impatto positivo alla riga Imposte per un valore pari a circa 3 milioni; tale posta è stata considerata special item nella Relazione intermedia Semestrale.

NOTA 8 - RIMANENZE

Le rimanenze di materie, pari a 22.962 migliaia di Euro (22.273 migliaia di Euro al 31 dicembre 2019), sono relative a parti di ricambio funzionali principalmente all'attività di manutenzione ordinaria degli impianti eolici e sull'impianto CCGT.

NOTA 9 - CREDITI COMMERCIALI

	30/06/2020	31/12/2019
Crediti verso clienti	129.917	128.087
Crediti per incentivi	65.672	71.822
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	1.412	1.334
Fondo svalutazione crediti	(8.402)	(7.777)
Totale	188.599	193.466

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, ex certificati verdi e certificati bianchi).

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

Di seguito si riporta la movimentazione del fondo svalutazione crediti:

	30.06.20	Incrementi	Decrementi	Applicazione IFRS 9	31.12.19
Fondo svalutazione crediti	(8.402)	(690)	229	(164)	(7.777)
Totale	(8.402)	(690)	229	(164)	(7.777)

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. Gli incrementi si riferiscono in particolare ad accantonamenti su crediti commerciali di dubbia esigibilità relativi al business termoelettrico.

NOTA 10 - ALTRI CREDITI E ATTIVITÀ CORRENTI - ATTIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

	30/06/2020	31/12/2019
Crediti tributari	47.288	48.006
Quote di oneri differiti	50.056	40.806
Crediti diversi	9.417	6.994
Attività per imposte correnti	34.244	27.656
Totale	141.005	123.462

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

I crediti diversi includono, tra gli altri, i crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente e le quote di costi differiti nei periodi successivi, oltre che 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 2020, 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 2019).

Alla data del 30 giugno 2020 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 2020 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. 1.450.080 al prezzo medio di carico Euro 6,88 al 31 dicembre 2019).

L'Assemblea degli Azionisti di ERG S.p.A. in data 21 aprile 2020 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 18 mesi a decorrere dal 21 aprile 2020, 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 18 mesi a decorrere dal 21 aprile 2020, 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:

	30/06/2020	31/12/2019
Capitale Sociale	15.032	15.032
Riserva sovrapprezzo azioni	64.572	64.572
Riserve di rivalutazione	66.946	66.946
Riserva legale	3.236	3.236
Riserva di fusione	251.120	251.120
Utili portati a nuovo	559.848	663.150
Altre riserve	687.484	678.998
Risultato d'esercizio	72.401	31.553
Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	1.720.639	1.774.606
Partecipazioni di terzi	10.638	11.530
Patrimonio Netto	1.731.278	1.786.136

Per maggiori dettagli sulla movimentazione delle Altre Riserve si rimanda al paragrafo [Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto](#).

Dividendi

I dividendi pagati da ERG S.p.A. nel primo semestre 2020 (111,7 milioni di Euro) e primo semestre 2019 (111,7 milioni di Euro) deliberati in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'anno precedente corrispondono a 0,75 Euro 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.

NOTA 12 - PARTECIPAZIONI DI TERZI

Le Partecipazioni di terzi si riferiscono al consolidamento con il metodo integrale delle seguenti società con partecipazioni di altri soci:

Società	% di azionisti terzi	Quota di terzi
Andromeda P.V. S.r.l.	21,50%	10.638

NOTA 13 - BENEFICI AI DIPENDENTI

I fondi relativi al personale, pari a 5.191 migliaia di Euro (5.381 al 31 dicembre 2019), accolgono la stima della passività relativa al trattamento di fine rapporto da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Non vi sono attività a servizio dei piani.

Nel corso del primo semestre 2020, in virtù dell'assenza di variazioni significative dei parametri utilizzati ai fini del calcolo attuariale, non si è proceduto ad effettuare alcun adeguamento attuariale.

NOTA 14 - ALTRI FONDI

Altri fondi non correnti

	30/06/2020	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area consolidamento	31/12/2019
Fondo oneri smantellamento	47.624	1.263	(45)	-	840	45.567
Fondo business dismessi	75.073	-	(851)	-	-	75.924
Fondo rischi fiscali non correnti	14.456	-	-	-	1.800	12.656
Fondo rischi istituzionali non correnti	-	-	-	-	-	-
Altri fondi rischi e oneri non correnti	2.702	-	(2.295)	-	-	4.997
Totale	139.855	1.263	(3.192)	-	2.640	139.144

Gli Altri fondi non correnti, pari a 139.855 migliaia di Euro (139.144 migliaia di Euro al 31 dicembre 2019) 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.

I **decrementi** del periodo si riferiscono principalmente ad utilizzi per complessivi 3 milioni di Euro a fronte di oneri sostenuti nel periodo per la semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativa – societaria del Gruppo in Italia ed all'estero.

Altri fondi correnti

	30/06/2020	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Variazione area consolidamento	31/12/2019
Fondo oneri per copertura perdite società partecipate	4.185	75	(2.349)	-	-	6.459
Fondo rischi fiscali correnti	13.604	1	(137)	-	-	13.740
Fondo rischi istituzionali correnti	24.616	9	-	-	-	24.607
Fondo rischi legali correnti	877	82	(1.920)	-	-	2.716
Altri fondi rischi e oneri correnti	1.974	-	(738)	-	-	2.713
TOTALE	45.256	167	(5.144)	-	-	50.235

Gli Altri fondi correnti al 30 giugno 2020 sono pari a 45.256 migliaia di Euro (50.235 migliaia di Euro al 31 dicembre 2019) 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 fiscali correnti** considera la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria. Si precisa, inoltre, che il fondo accoglie, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di imposte locali instaurato a seguito della diversa interpretazione fornita dalle Agenzie delle Entrate circa l'applicazione delle disposizioni normative introdotte dalla Legge 208/2015 (in particolare, le torri eoliche sono state ritenute da parte delle Agenzie rilevanti ai fini della determinazione della rendita catastale).
- Il **fondo rischi istituzionali correnti** comprende:
 - il fondo per oneri legati ad interessi e rivalutazioni sui contributi Legge 488/1992 (15,6 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 - Altre attività finanziarie non correnti**. 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, rilevato nel 2015, in occasione dello scioglimento della joint venture LUKERG Renew.

I **decrementi** si riferiscono principalmente:

- ad utilizzi per copertura perdite società partecipate non consolidate (2,3 milioni);
- utilizzo fondo per il pagamento di oneri riferiti ad anni pregressi (1,9 milioni).

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

NOTA 15 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

	30/06/2020	31/12/2019
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	1.728	1.801
Altre poste minori	5.009	4.500
Totale	35.151	34.716

NOTA 16 - DEBITI COMMERCIALI

	30/06/2020	31/12/2019
Debiti verso fornitori	59.199	87.447
Debiti verso società del Gruppo non consolidate integralmente	18	383
Totale	59.217	87.830

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

	30/06/2020	31/12/2019
Denaro e valori in cassa	-	-
Depositi bancari e postali	643.456	653.528
Titoli detenuti per la negoziazione	50.156	137
Liquidità	693.612	653.665
Crediti finanziari a breve termine	14.637	22.282
Crediti finanziari correnti	14.637	22.282
Debiti verso banche	(80.760)	(92)
Quota corrente di mutui e finanziamenti	(7.862)	(7.815)
Quota corrente Project Financing	(100.487)	(104.310)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(3.284)	(7.065)
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(11.631)	(9.681)
Totale debiti finanziari correnti	(204.024)	(128.962)
Posizione finanziaria corrente netta	504.225	546.985
Quota non corrente di mutui e finanziamenti	(662.400)	(667.988)
Quota non corrente Project Financing	(682.555)	(707.800)
Quota non corrente debiti per obbligazioni emesse	(596.995)	(596.623)
Altri debiti non correnti ⁽²⁾	(141.436)	(130.344)
Posizione finanziaria non corrente	(2.083.386)	(2.102.755)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	(1.579.161)	(1.555.770)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	-	-
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.579.161)	(1.555.770)

(1) La voce include le passività finanziarie correnti per beni in leasing per un importo pari a 8.944 Euro migliaia.

(2) La voce include le passività finanziarie non correnti per beni in leasing per un importo pari a 67.324 Euro migliaia e il Fair Value dei derivati di copertura su tassi di interesse per un importo pari a 55.771 Euro migliaia.

La posizione finanziaria netta contabile, conforme ai requirements previsti dall'ESMA, risulta pari a 1.579 milioni, in incremento di 23 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 principalmente a seguito dei seguenti impatti ed al flusso di cassa del periodo al netto degli investimenti e delle variazioni puntuali del circolante:

- +44 milioni impatto complessivo delle operazioni descritte nella sezione [Variazione area di consolidamento](#);
- +114 milioni distribuzione di dividendi agli Azionisti;
- +14 milioni di delta fair value sui derivati di copertura su tassi di interesse;
- -145 milioni incasso di incentivi (tariffa incentivante Italia).

Posizione finanziaria non corrente

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

Mutui e finanziamenti

La voce pari a 670 milioni di Euro, di cui 662 milioni di Euro quota non corrente e 8 milioni di Euro quota corrente, al 30 giugno 2020 (676 milioni al 31 dicembre 2019) si riferisce 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 (53 milioni) a fronte dell'estinzione anticipata di contratti di leasing in 5 società del settore solare acquisite nel mese di gennaio 2018;
- due finanziamenti Environmental, Social e Governance a medio lungo termine ("ESG Loan") pari a 120 milioni con la Banca Nazionale del Lavoro e pari a 120 milioni con Crédit Agricole 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) sottoscritto nel secondo semestre 2019 nell'ambito delle attività di Liability Management.

I debiti sopra rappresentati sono rilevati al netto degli oneri accessori rilevati contabilmente con il metodo del costo ammortizzato (3 milioni) e dell'effetto della rinegoziazione dei finanziamenti (5 milioni) a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9.

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	146.168	150.000	Euro	2016	2023	IRS: tasso 0,2125% e fisso 0,57%
ERG S.p.A.	Corporate loan bilaterale	97.817	100.000	Euro	2016	2023	IRS: tasso -0,045% e -0,068%
ERG S.p.A.	Corporate loan bilaterale	74.857	75.000	Euro	2016	2021	IRS: tasso -0,092% e 0,012%
ERG S.p.A.	Corporate loan	52.218	52.500	Euro	2018	2026	-
ERG S.p.A.	Environmental, Social and Governance Loan	119.667	120.000	Euro	2018	2023	IRS : tasso fisso 0,34%
ERG S.p.A.	Corporate loan	59.859	60.000	Euro	2019	2024	IRS : tasso fisso 0,0005%
ERG S.p.A.	Corporate loan	119.676	120.000	Euro	2019	2023	IRS : tasso fisso 0,34%
Totale mutui / finanziamenti		670.262	677.500				

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

Project Financing a medio-lungo termine

I debiti per Project Financing, pari a 783 milioni di Euro, di cui 683 milioni di Euro quota non corrente e 100 milioni di Euro quota corrente, al 30 giugno 2020 (812 milioni al 31 dicembre 2019), sono riferibili a quanto esposto nella tabella seguente:

(Migliaia di Euro)

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	99.316	70.169	72.371	Euro	2009	2025	IRS: tasso fisso 3,618%
ERG Eolica Fossa del Lupo	Project financing garantito	146.307	93.767	102.765	Euro	2017	2027	IRS: tasso fisso 1,844%
ERG Eolica Campania	Project financing garantito	65.406	5.767	5.810	Euro	2009	2020	Finanziamento tasso fisso per il 50%
ERG Eolica Ginestra	Project financing garantito	48.940	20.265	20.772	Euro	2010	2025	IRS: tasso fisso 3,270%
ERG Eolica Faeto	Project financing garantito	7.980	5.662	5.688	Euro	2007	2021	IRS tasso fisso 2,13%
Eoliennes du Vent Solaire	Project financing garantito	1.657	2.221	2.221	Euro	2011	2025	Finanziamento a tasso fisso
EW Ormeta 2 SP Z.O.O.	Project financing garantito	84.624	31.572	32.218	Zloty	2015	2029	IRS: tasso fisso 2,47% (wibor)
K & S Energy Food	Project financing garantito	38.212	8.545	8.674	Euro	2012/2019	2022	IRS: tasso fisso 0,14%
ERG Wind France 1	Project financing garantito	33.070	13.686	14.195	Euro	2016	2025	IRS: tasso fisso -0,065%
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Project financing garantito	5.239	5.242	5.242	Euro	2013	2027	IRS: tasso fisso 2,025%
Parc Eolien de Garcelles Sacqueville S.a.s.	Project financing garantito	3.680	2.996	2.996	Euro	2007	2023	IRS: tasso fisso 3,75%
SAS Société de exploitation du P.E. de la Souterraine	Project financing garantito	4.890	5.377	5.377	Euro	2013	2028	IRS: tasso fisso 2,01%
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Project financing garantito	8.654	7.893	7.893	Euro	2014	2029	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Project financing garantito	5.732	7.981	7.981	Euro	2009	2027	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Project financing garantito	12.452	9.878	10.079	Euro	2013	2030	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Project financing garantito	1.104	2.025	2.025	Euro	2006	2021	Finanziamento a tasso fisso
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Project financing garantito	14.263	17.637	18.535	Euro	2007	2028	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Chaude Vallée S.a.r.l.	Project financing garantito	8.201	9.167	9.167	Euro	2011	2027	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien Hauts Moulins S.a.r.l.	Project financing garantito	8.920	9.181	9.181	Euro	2012	2028	Finanziamento per l'86% a tasso fisso
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Project financing garantito	8.974	9.672	9.672	Euro	2012	2027	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien Moulins des Champs S.a.r.l.	Project financing garantito	8.850	9.034	9.034	Euro	2012	2028	Finanziamento per l'85% a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 3 S.a.s.	Project financing garantito	9.752	10.200	10.200	Euro	2014	2028	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien de St Riquier 4 S.a.s.	Project financing garantito	8.382	8.682	8.682	Euro	2014	2028	Finanziamento a tasso fisso
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Project financing garantito	5.883	9.577	10.358	Euro	2014	2025	IRS: tasso fisso 0,949%
ERG Solar Holding S.r.l.	Project financing garantito	-	142.306	149.732	Euro	2016	2030	IRS: tasso fisso 0,75%
Isab Energy Solare (S.r.l.)	Project financing garantito	2.091	2.175	2.175	Euro	2011	2029	IRS: tasso fisso 2,81%
Parc Eolien de la vallée de Torfou S.a.r.l.	Project financing garantito	17.411	19.787	20.686	Euro	2017	2034	Finanziamento a tasso fisso
Parc Eolien du Melier S.a.r.l.	Project financing garantito	8.414	9.728	9.728	Euro	2015	2031	Finanziamento a tasso fisso
ERG Windpark Linda GmbH & Co. KG	Project financing garantito	30.729	22.797	22.981	Euro	2018	2038	Finanziamento a tasso fisso
Andromeda S.r.l.	Project financing garantito	114.269	127.162	127.473	Euro	2010	2028	Finanziamento a tasso fisso
UGE Barkow GmbH & Co.KG Umweltgerechte Energie	Project financing garantito	17.719	20.156	20.327	Euro	2014	2033	Finanziamento a tasso fisso
UGE Barkow Zwei GmbH & Co.KG Umweltgerechte Energie	Project financing garantito	12.359	13.893	14.007	Euro	2014	2033	Finanziamento a tasso fisso
UGE Barkow Drei GmbH & Co.KG Umweltgerechte Energie	Project financing garantito	17.315	19.398	19.563	Euro	2014	2033	Finanziamento a tasso fisso
Ferme Eolienne de Chéry S.a.s.	Project financing garantito	10.947	12.808	12.808	Euro	2011	2029	Finanziamento a tasso fisso
Ferme Eolienne de Quesnoy-sur-Airaines 2 S.a.s.	Project financing garantito	8.509	11.313	11.313	Euro	2011	2029	Finanziamento a tasso fisso
Ferme Eolienne de SPDM 1	Project financing garantito	8.600	5.322	5.322	Euro	2010	2025	Finanziamento a tasso fisso
TOTALE PROJECT FINANCING			783.042	807.250				

Si segnala che i Project financing riportati nella tabella sono garantiti dall'asset sottostante.

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

Al 30 giugno 2020 il tasso di interesse medio ponderato dei mutui, finanziamenti e project financing era del 1,70% (1,80% al 31 dicembre 2019). Il tasso indicato non tiene conto delle operazioni di copertura dei tassi di interesse.

Prestiti obbligazionari

I debiti per obbligazioni emesse, pari 600 milioni di Euro, di cui 597 milioni di Euro quota non corrente e 3 milioni di Euro quota corrente, al 30 giugno 2020 (604 al 31 dicembre 2019), includono:

- 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 nel mese 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 4,9 milioni. Tali costi sono stati rilevati negli oneri finanziari del primo semestre 2020 secondo il metodo del costo ammortizzato per un ammontare pari a 0,4 milioni.

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

Si ricorda che 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.

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 sono quotate presso il mercato regolamentato della Borsa di Lussemburgo.

Fitch Ratings ha attribuito all'emissione un rating pari a BBB-. Tale è stato confermato nel corso del secondo trimestre 2020.

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.

Si segnala che, nel mese di giugno 2020, ERG ha perfezionato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 2 miliardi.

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	Erogazione	Scadenza	Copertura
ERG S.p.A.	Prestito obbligazionario	101.783	100.000	Euro	2017	2023	Finanziamento a tasso fisso
ERG S.p.A.	Prestito obbligazionario	498.497	500.000	Euro	2019	2025	Finanziamento a tasso fisso
TOTALE PRESITITO OBBLIGAZIONARIO		600.280	600.000				

Il valore contabile della passività finanziaria include circa 4,1 milioni di interessi maturati nel periodo.

Altri debiti non correnti

La voce pari a 141 milioni di Euro al 30 giugno 2020 (130 milioni di Euro al 31 dicembre 2019) è composta da:

- debiti finanziari non correnti per acquisto di partecipazioni riferiti ad acquisizioni all'estero di società operanti nel business eolico per un importo pari a 18 milioni di Euro al 30 giugno 2020 (18 milioni di Euro al 31 dicembre 2019);
- passività finanziarie non correnti per beni in leasing sorte a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 per un importo pari a 67 milioni di Euro al 30 giugno 2020 (70 milioni di Euro al 31 dicembre 2019);
- passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 56 milioni di Euro (42 milioni al 31 dicembre 2019).

Nella tabella seguente viene fornito il dettaglio del Fair Value dei derivati di copertura su tassi di interesse:

(Migliaia di Euro)	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30/6/2020	31/12/2019
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas	IRS	15/06/22	(2.300)	(3.013)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	ING	IRS	15/06/22	(2.321)	(3.042)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas	IRS	15/06/22	(2.300)	(3.013)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	BNP Paribas	IRS	30/06/25	(372)	(278)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	UBI Banca	IRS	30/06/25	(146)	(109)
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(372)	(278)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	ING	IRS	31/12/25	(1.407)	(1.481)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Crédit Agricole	IRS	31/12/25	(1.167)	(1.273)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Centrobanca	IRS	31/12/25	(896)	(977)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(471)	(353)
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	BNP Paribas	IRS	31/12/30	(53)	-
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. ⁽¹⁾	Novation	IRS	31/12/26	(501)	-
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. ⁽¹⁾	Credit Agricole	IRS	31/12/26	(477)	-
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. ⁽¹⁾	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(43)	-
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. ⁽¹⁾	BNP Paribas	IRS	31/12/27	(829)	-
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. ⁽¹⁾	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(829)	-
ERG Eolica Campania S.p.A.	Unicredit	IRS	31/05/20	-	(98)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(561)	(634)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Centrobanca	IRS	30/06/25	(561)	(634)
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Unicredit	IRS	30/06/25	(561)	(634)
ERG Eolica Amaroni S.r.l. ⁽¹⁾	ING	IRS	-	-	(488)
ERG Eolica Amaroni S.r.l. ⁽¹⁾	Credit Agricole	IRS	-	-	(488)
ERG Eolica Amaroni S.r.l. ⁽¹⁾	Credit Agricole	IRS	-	-	(30)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Banco popolare	IRS	31/12/21	(57)	(95)
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Unicredit	IRS	31/12/21	(57)	(95)
ERG Eolica Basilicata S.r.l. ⁽¹⁾	BNP Paribas	IRS	-	-	(808)
ERG Eolica Basilicata S.r.l. ⁽¹⁾	Credit Agricole	IRS	-	-	(808)
EW Orneta 2 SP Z.O.O.	ING	IRS	31/12/29	(1.160)	(451)
EW Orneta 2 SP Z.O.O.	Pekao Bank	IRS	31/12/29	(1.160)	(451)
ERG S.p.A.	UBI Banca	IRS	26/02/21	(123)	(255)
ERG S.p.A.	UBI Banca	IRS	26/02/21	(198)	(210)
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	30/06/23	(4.106)	(3.422)
ERG S.p.A.	Mediobanca	IRS	15/03/21	(393)	(698)
ERG S.p.A.	Unicredit	IRS	21/04/21	(132)	(199)
ERG S.p.A.	Unicredit	IRS	31/01/22	(392)	(293)
ERG S.p.A.	Crédit Agricole	IRS	19/11/23	(3.311)	(2.874)
ERG S.p.A.	BNL	IRS	19/11/23	(3.311)	(2.874)
ERG S.p.A.	Commerzbank	IRS	02/05/24	(1.063)	(633)
ERG S.p.A.	Commerzbank	IRS	30/09/29	(2.167)	(6)
ERG S.p.A.	Unicredit	IRS	31/12/27	(1.769)	146
ERG S.p.A.	Credit Agricole	IRS	31/12/27	(1.510)	402
ERG S.p.A.	Barclays	IRS	31/12/27	(1.448)	469
ERG S.p.A.	Unicredit	IRS	30/09/29	(1.702)	453
ERG S.p.A.	UBI	IRS	30/09/29	(1.788)	368
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Crédit Coopératif	IRS	02/08/27	(198)	(205)
Parc Eolien Du Patis S.a.s.	Crédit Coopératif	IRS	30/07/27	(201)	(207)
Parc Eolien de Garcelles Secqueville S.a.s.	Nord LB	IRS	30/06/23	(199)	(260)
SAS Societé de exploitation du P.E. de la Souterraine	Crédit Coopératif	IRS	29/12/28	(581)	(576)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur S.a.s.	Natixis	IRS	01/07/29	(406)	(396)
Parc Eolien St Riquier 1 S.a.s.	Saar	IRS	31/12/24	(218)	(248)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/30	(532)	(467)
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Commerzbank	IRS	31/12/29	(269)	(217)
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Nord LB	IRS	31/12/25	(424)	(432)
ERG Solar Holding S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	28/06/30	(1.652)	(1.243)
ERG Solar Holding S.r.l.	UBI Banca	IRS	28/06/30	(1.655)	(1.246)
ERG Solar Holding S.r.l.	UniCredit	IRS	28/06/30	(1.953)	(1.470)
ERG Solar Holding S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	28/06/30	(378)	(310)
ERG Solar Holding S.r.l.	UBI Banca	IRS	28/06/30	(379)	(310)
ERG Solar Holding S.r.l.	UniCredit	IRS	28/06/30	(447)	(367)
ISAB Energy Solare S.r.l.	IntesaSanpaolo	IRS	29/06/29	(331)	(329)

segue

(Migliaia di Euro)	Banca Emittente	Contratto	Scadenza	Debito per fair value	
				30/6/2020	31/12/2019
ERG Wind France 1 S.a.s. (4)	HypoVereinsbank	IRS	30/06/23	(28)	(28)
ERG Wind France 1 S.a.s. (4)	UBI Banca	IRS	30/06/23	(28)	(28)
Windpark Linda GmbH & Co. KG	HSH Nordbank AG	IRS	31/12/38	(1.148)	(714)
K&S Energy EOOD	Raiffeisen Bank	IRS	30/12/22	(8)	(11)
Barkow GmbH	Commerzbank	IRS	31/12/30	(823)	(630)
Barkow Zwei GmbH	Commerzbank	IRS	31/12/30	(546)	(418)
Barkow Drei GmbH	Commerzbank	IRS	30/06/31	(883)	(670)
Barkow Drei GmbH	Commerzbank	IRS	30/06/31	(53)	(40)
Barkow GmbH	Commerzbank	IRS	30/06/33	(193)	31
Barkow Zwei GmbH	Commerzbank	IRS	30/06/33	(133)	21
Barkow Drei GmbH	Commerzbank	IRS	30/06/33	(90)	15
Totale				(55.771)	(39.913)

(1) a seguito della fusione avvenuta in data 1 gennaio 2020 gli strumenti finanziari derivati sui project financing delle società Erg Eolica Amaroni S.r.l. e Erg Eolica Basilicata S.r.l. sono stati iscritti nella società incorporante ERG Eolica Fossa del Lupo.

Posizione finanziaria corrente netta

Debiti verso banche

La voce pari a 81 milioni di Euro accoglie le posizioni a breve termine riferite a conti correnti di linee di finanziamento.

Altri debiti finanziari correnti

Gli altri debiti finanziari correnti al 30 giugno 2020 si riferiscono ad acquisizioni all'estero di società operanti nel business eolico (3 milioni di Euro) e alle passività finanziarie a breve termine sorte a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (9 milioni di Euro).

Crediti finanziari correnti

La voce si riferisce principalmente al credito finanziario verso la società controllata non consolidata integralmente ERG Petroleos S.A. in liquidazione e ai crediti verso ECC – European Commodity Clearing, relativi al margine a garanzia dei contratti futures stipulati (5 milioni di Euro).

Liquidità

La voce pari a 694 milioni di euro al 30 giugno 2020 (654 milioni di Euro al 31 dicembre 2019) è costituita:

- dalle disponibilità liquide generate dalle attività del Gruppo, depositate a breve presso le banche delle quali il Gruppo è cliente per un importo pari a 519 milioni di Euro, oltre che dalla giacenza sui conti delle società eoliche e solari partecipate da ERG Power Generation S.p.A. secondo i vincoli di utilizzo previsti dai relativi Project Financing per un importo pari a circa 125 milioni di Euro.
- dagli investimenti in titoli, con scadenza 29 giugno 2021, effettuati nel corso del semestre (50 milioni di Euro).

Per quanto riguarda la liquidità vincolata si rimanda a quanto commentato nella [Nota 19 – Covenants e Negative Pledge](#).

Riconciliazione tra Indebitamento finanziario netto e Indebitamento finanziario netto Relazione sulla Gestione

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

	30/06/2020	31/12/2019
Indebitamento Finanziario Netto	(1.579.161)	(1.555.770)
Esclusione impatto IFRS 16 (passività finanziarie per leasing)	76.267	77.536
Esclusione Fair value positivo strumenti finanziari derivati ERG S.p.A.	-	1.837
Indebitamento Finanziario Netto Relazione sulla Gestione	(1.502.893)	(1.476.397)

NOTA 18 - ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI - PASSIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

	30/06/2020	31/12/2019
Debiti verso erario	1.959	1.740
Debiti verso il personale	6.155	8.133
Debiti verso istituti di previdenza ed assistenza	4.278	4.626
Quote di proventi differiti nei periodi successivi	6.158	157
Debiti per fair value strumenti derivati di copertura su commodities	26.603	21.166
Altre passività correnti	16.271	17.359
Passività per imposte correnti	17.797	5.405
Totale	79.222	58.587

Si segnala che nel mese di giugno 2020 sono state pagate, al netto delle compensazioni, imposte all'Erario per circa 0,5 milioni di Euro a titolo di acconti IRAP 2020.

Si precisa che il Decreto Legge n. 34/2020 ("Decreto Rilancio"), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 128 del 19 maggio 2020, ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019 e della prima rata dell'acconto IRAP relativo al periodo di imposta successivo (2020). Il beneficio relativo all'esonero del versamento del saldo e della prima rata di acconto IRAP è permanente e per il Gruppo ERG è risultato complessivamente pari a circa 4,3 milioni di Euro.

NOTA 19 - COVENANTS E NEGATIVE PLEDGE

Per quanto riguarda i covenants e negative pledge, alla data del 30 giugno 2020 si segnalano le seguenti novità rispetto a quanto segnalato nella [Nota 19](#) del Bilancio Consolidato 2019:

Corporate acquisition loan ERG S.p.A.

Si ricorda che la Società ERG S.p.A. ha in essere i seguenti corporate loan:

- corporate loan bilaterale con Mediobanca S.p.A., stipulato l'11 marzo 2016;
- corporate loan bilaterale con UniCredit S.p.A., stipulato il 21 aprile 2016.

I contratti di finanziamento sopra riportati prevedono il seguente Covenant finanziario, il cui mancato rispetto costituisce un "event of default" ai sensi dei relativi contratti di finanziamento.

Il Rapporto Indebitamento Finanziario Netto e Margine Operativo Lordo (NET DEBT /EBITDA) riferito al Bilancio Consolidato del Gruppo ERG deve risultare minore o uguale a 4,00 al 31 dicembre 2018, con valori in progressiva riduzione fino a 3,75, secondo la seguente scala in corrispondenza delle rispettive date di calcolo:

- 4,00 al 30 giugno 2019;
- 3,75 al 31 dicembre 2019; 30 giugno 2020; 31 dicembre 2020.

In caso di rottura del covenant i contratti prevedono la possibilità per il borrower di intervenire con un "Equity Cure" che verrà preso in considerazione come riduzione dell'indebitamento finanziario netto.

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.

Inoltre, la Società ERG S.p.A. ha in essere i seguenti corporate loan:

- Loan Facility Agreement di 120 milioni con BNL 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.

Si precisa che in data 4 marzo 2020 è stato rimborsato anticipatamente il corporate loan bilaterale con UBI Banca S.p.A. di euro 100 milioni.

Nella stessa data e per lo stesso importo è stato acceso un nuovo finanziamento con UBI Banca S.p.A., scadenza 4 marzo 2023, il cui tasso di interesse è parametrato all'Euribor a 3mesi + spread 50bps.

Il suddetto contratto non prevede alcun Covenant finanziario e a latere non sono stati stipulati contratti di copertura (IRS).

Finanziamento erogato nell'ambito dell'operazione Tramontana

Si ricorda che dal 1 gennaio 2020 decorrono gli effetti delle fusioni di Erg Eolica Amaroni S.r.l. ed Erg Eolica Basilicata S.r.l. in Erg Eolica Fossa del Lupo S.r.l.. Di seguito vengono illustrate le condizioni aggiornate del relativo finanziamento.

Le garanzie concesse prevedono l'ipoteca sui beni immobili, privilegio speciale sui beni, pegno su 100% dei capitali sociali e sui conti correnti vincolati (8 milioni al 30 giugno 2020). Il finanziamento è inoltre soggetto ai seguenti covenants e negative pledges:

- Debt Service Coverage Ratio Storico e Prospettico (DSCRS - Rapporto di copertura del debito): è calcolato, per ogni periodo di 12 mesi antecedente e successivo ad ogni data di calcolo, come rapporto tra il flusso di cassa dei progetti al netto dei flussi IVA e l'ammontare complessivo del rimborso del debito (linea base) previsto dal piano di ammortamento della quota capitale della linea base, della somma degli interessi, commissioni, costi corrisposti o da corrispondere in relazione alle linee di credito e delle somme corrisposte o da corrispondere da parte delle So-

cietà alle banche hedging o da parte delle banche hedging alle Società ai sensi dei contratti di hedging. Se il DSCR Storico e/o Prospettico risultino inferiori a 1,15, le Società non possono procedere alla distribuzione di dividendi ai soci, né rimborsare debiti subordinati senza una preventiva autorizzazione delle banche. Nel caso in cui il DSCR Storico sia inferiore a 1,05 e le Società non pongano in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.

- Loan Life Cover Ratio (LLCR – Rapporto di copertura del debito sulla durata dei finanziamenti): il LLCR è calcolato come rapporto tra il valore attuale netto, scontato al costo medio ponderato del debito, dei flussi di cassa operativi previsti dalla Società nei periodi intercorrenti tra la data di calcolo e l'anno di scadenza del debito e l'ammontare del debito in essere alla data di calcolo. Nel caso in cui il valore sia inferiore a 1,05 e le Società non pongano in essere alcun rimedio contrattualmente stabilito, le banche possono chiedere la risoluzione del contratto di finanziamento e l'escussione delle garanzie.
- Il Progetto prevede un negative pledge che tutela il diritto del creditore sui beni rilasciati dal debitore come garanzia del rimborso del prestito. Pertanto le Società non possono rilasciare ulteriori garanzie sui loro beni a meno che non si tratti di garanzie rilasciate in base alla legge.

Finanziamenti acquisiti nell'ambito della business combination Trinity

Project financing Trinity

Si segnala l'acquisizione nel mese di febbraio 2020 delle società francesi nell'ambito della business combination Trinity.

L'importo complessivo del finanziamento al 30 giugno 2020, pari a 26.236 Euro migliaia, è così suddiviso:

- Ferme Eolienne de Chery: 11.413 Euro migliaia (tasso Tranche A: 3,580% fino al 30 marzo 2026, poi margine 1,850% + Euribor 3m; tasso tranche B: 2,120% fino al 30 marzo 2026, poi margine 1,925% + Euribor 3m; tasso tranche C: 4,330% fino al 30 marzo 2026, poi margine 1,958% + Euribor 3m);
- Ferme Eolienne de Quesnoy: 10.081 Euro migliaia (tasso Tranche A: 3,680%; tasso Tranche B: 2,120% fino al 30 marzo 2026, poi margine 1,897% + EURIBOR 3M; tasso Tranche C: 4,270% fino al 30 marzo 2026, poi margine 1,959% + Euribor 3M);
- Ferme Eolienne de Saint Pierre de Maille: 4.742 Euro migliaia (tasso Tranche A: 2,190%; tasso Tranche B: 2,49%; tasso Tranche C: 1,99%)

I principali covenants finanziari previsti per il suddetto Project Financing sono, per le società Ferme Eolienne de Quesnoy e Ferme Eolienne de Chery, l'HDSCR e l'Equity Gearing: il primo non deve essere inferiore a 1.55x, mentre il secondo non deve andare al di sotto del 10,1% per Ferme Eolienne de Quesnoy e del 19,3% per Ferme Eolienne de Chery. Il mancato rispetto dei minimi indicati rappresenta un evento di default del finanziamento.

La condizione principale per la distribuzione è che la DSRA sia pienamente costituita, l'HDSCR sia maggiore di 1,55x e che l'Equity Gearing Ratio sia maggiore di 10,1% per Ferme Eolienne de Quesnoy e di 19,3% per Ferme Eolienne de Chery. Si segnala che alla data di redazione del presente documento tutti i covenants risultano rispettati.

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.

Si segnala che per i procedimenti civili, amministrativi e fiscali e per le azioni legali sotto descritti, ove ritenuto necessario, sono stati stanziati congrui fondi.

Laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo, il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile ed ha fornito la relativa informativa.

La presente nota riporta altresì un aggiornamento degli altri procedimenti civili, amministrativi e fiscali dei quali il Gruppo è parte anche nei casi in cui il rischio di soccombenza è ritenuto remoto (non probabile).

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.

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 2020 risulta pari a 75 milioni di Euro (76 milioni di Euro al 31 dicembre 2019) 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. Con ordinanza depositata in data 30 settembre 2019 la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso della società ed ha, di conseguenza, riformato – cassandolo con rinvio – l'impugnato provvedimento della Commissione Tributaria Regionale (CTR). Il giudizio è stato pertanto riassunto nei termini di legge dinnanzi alla CTR affinché quest'ultima, in diversa composizione rispetto alla precedente fase dibattimentale, tratti nuovamente il merito della questione. 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 décalage 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 dinnanzi 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 ed altre passività potenziali pregresse), 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.), successivamente archiviato in data 11 novembre 2019.

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 non ha proposto ricorso in Cassazione, pertanto la sentenza favorevole è passata in giudicato.

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 dinnanzi 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 dichiarato l'illegittimità della pretesa impositiva ai fini IRAP e Robin Tax, confermando, invece, il rilievo elevato ai fini dell'IVA.

Avverso tale sentenza sia la Società che l'ufficio hanno proposto appello presso la competente CTR per il Lazio.

In relazione al rilievo elevato ai fini dell'IRES, con sentenza n. 4128/19 del 22 marzo 2019, la CTP di Roma ha rigettato il ricorso della Società. Avverso tale sentenza la Società ha proposto tempestivo appello.

In relazione alle tematiche sopra descritte si ricorda che l'accordo di joint venture con Total prevedeva un adeguato reciproco apparato di garanzie che sono rimaste valide anche a seguito della cessione ad API – Anonima Petroli Italiana S.p.A. della partecipazione in TotalErg (i contenziosi in argomento sono rimasti in capo ai venditori ERG e Total Marketing Services SA quali c.d. Retained Matters, 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 15 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.u. 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.

Il giorno 10 febbraio 2020 ha avuto luogo la discussione dell'appello davanti la CTR di Siracusa, cui ha partecipato anche il c.t.u.

In data 29 luglio 2020 è stata depositata la sentenza della CTR di Siracusa della quale, alla data di approvazione del presente documento, è disponibile unicamente il relativo dispositivo, dal quale emergerebbe il rigetto degli appelli principali proposti dalla società da parte della CTR di Siracusa e l'accoglimento parziale degli appelli incidentali proposti dall'Agenzia delle Entrate.

Dall'analisi preliminare del dispositivo, che peraltro non fornisce tutti gli elementi alla base della motivazione della sentenza e si presta a non univoche interpretazioni, la Società – anche a seguito di confronto con i consulenti fiscali che la assistono in giudizio – ritiene che ci siano elementi per impugnare la sentenza in argomento in Cassazione. Pertanto, sulla base di quanto esposto in precedenza gli Amministratori confermano la valutazione del rischio esplicitata nei precedenti documenti, considerando il rischio non probabile e pertanto non procedendo a rilevare passività in merito.

Coerentemente, gli Amministratori confermano l'iscrizione (ed il relativo valore) del credito vantato dalla Società nei confronti dell'Erario (circa 4,5 milioni di Euro corrisposti all'Erario a titolo di riscossione provvisoria in corso di giudizio).

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. L'esame della relazione peritale ha avuto inizio il 1 febbraio 2019 ed è stato poi rinviato all'udienza del 4 ottobre e poi ancora a quella del 14 novembre 2019, in occasione della quale si è tuttavia preso atto dell'intervenuta variazione dei componenti del collegio giudicante e ci si è limitati a decidere il programma dell'attività del nuovo collegio, senza escutere testi né periti.

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 dinnanzi 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 neppure nell'anno 2019. Auspicabilmente, i ricorsi straordinari saranno decisi nel secondo semestre dell'anno 2020.

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) del fatto 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 15 - 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 periodi d'imposta 2010-2013 a controparti estere, in quanto qualificati come interessi, per 8,7 milioni, (ii) l'indebita deduzione nei periodi 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 periodi 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 periodi 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 accertamento 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.

Nell'udienza del 6 febbraio 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 non ha presentato ricorso in Cassazione nei termini di legge, per cui la sentenza della Commissione Tributaria Regionale di Roma è passata in giudicato.

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. L'udienza di trattazione fissata per il 25 marzo 2020 è stata rinviata al 28 ottobre 2020.

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.

In data 23 settembre 2019 l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello alla Commissione Tributaria Regionale competente. L'udienza di trattazione fissata per il 6 aprile 2020 è stata rinviata a nuovo ruolo.

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"¹ 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 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.

¹ Engie riconosce formalmente la propria responsabilità in base al citato Share and Purchase Agreement.

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 fidejussione 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 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 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".

Canoni impianti idroelettrici

A valle di richieste formulate nel corso del 2019 e nel primo semestre del 2020 da alcuni Comuni ed enti locali, sono in corso ulteriori approfondimenti, anche con il supporto di un consulente legale esterno, in merito all'eventuale debenza di alcuni canoni riconducibili alle concessioni di derivazione d'acqua afferenti gli impianti idroelettrici del Gruppo. Dalle analisi finora svolte si ritiene che sussistano fondate argomentazioni per sostenere che il Gruppo abbia ottemperato alle relative obbligazioni.

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

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

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

Al riguardo si ricorda che lato ERG, a seguito degli approfondimenti tecnico-legali a suo tempo svolti, l'acquisizione

della partecipazione di ERG Hydro S.r.l. (post scissione parziale del business hydro da parte di E.On Produzione S.p.A.) era l'unica operazione concretamente percorribile nei termini e nei modi atti a mantenere economicamente sostenibile l'investimento. In particolare, le tematiche di ostacolo ad una diversa operazione (i.e. cessione di azienda) erano rappresentate da: (i) complessità ed incerta tempistica di ottenimento del nulla osta da parte delle autorità in merito al trasferimento delle concessioni e (ii) difformità urbanistiche/catastali di alcuni asset idroelettrici, (iii) incompatibilità di un'acquisizione di ramo d'azienda con la struttura del Gruppo ERG, che vede ogni singolo business gestito da un'apposita società all'uopo dedicata.

Nonostante la presentazione della nota di approfondimento da parte di ERG Power Generation ed E.On Italia (integrata da ulteriori produzioni in data 26 ottobre 2017) e 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 30%, 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.

In data 12 febbraio 2020 l'Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso presso la Corte di Cassazione per la riforma della sentenza di cui sopra.

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.

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. 2020	1° sem. 2019
Ricavi delle vendite	493.804	525.724
Ricavi delle prestazioni	3.977	4.714
Totale	497.781	530.438

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 nell'anno 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 99,0 Euro/MWh determinato sulla base del presunto valore di realizzo. In riferimento alla disciplina normativa degli incentivi si rimanda a quanto commentato nel paragrafo **Riconoscimento dei ricavi** del Bilancio Consolidato 2019.

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. 2020	1° sem. 2019
Vendite a terzi	490.409	520.853
Vendite a società del Gruppo non consolidate integralmente	3.395	4.871
Totale	493.804	525.724

Nelle vendite a terzi sono compresi circa 130 milioni di Euro (142 milioni di Euro nel primo semestre 2019) 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 rispettivamente per primo semestre 2020 e 2019:

1° semestre 2020						
(Milioni di Euro)	Eolico	Termoelettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	59	101	34	5	-	199
Energia clienti finali	-	26	-	-	-	26
Trasporto e dispacciamenti terzi	-	2	-	-	-	2
Vapore - Gas e altre utilities	-	31	-	-	-	31
Tariffa incentivante - Feed in Tariff - GO	159	-	25	33	-	216
Certificati Bianchi	-	13	-	-	-	13
"Certificati verdi" estero	7	-	-	-	-	7
Totale Ricavi di vendita	225	173	59	38	0	494
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	0	4	-	-	-	4
Totale Ricavi per prestazioni	0	4	-	-	-	4
Totale Ricavi	225	176	59	38	-	498

1° semestre 2019						
(Milioni di Euro)	Eolico	Termoelettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate	Totale
Ricavi di vendita						
Energia al mercato	70	117	39	6	-	232
Energia clienti finali	-	32	-	-	-	32
Trasporto e dispacciamenti terzi	-	7	-	-	-	7
Vapore - Gas e altre utilities	-	32	-	-	-	32
Tariffa incentivante - Feed in Tariff - GO	149	-	23	31	-	204
Certificati Bianchi	-	13	-	-	-	13
"Certificati verdi" estero	6	-	-	-	-	6
Totale Ricavi di vendita	226	201	62	37	0	526
Ricavi delle prestazioni						
Altro - Servizi	-	4	-	-	-	4
Totale Ricavi per prestazioni	0	4	-	-	-	4
Totale Ricavi	226	205	62	37	0	530

Nei ricavi per Energia al mercato al 30 giugno 2020 è incluso l'impatto netto positivo pari a 21 milioni di Euro degli strumenti derivati per differenziali di copertura su commodities.

Si presenta di seguito il dettaglio:

(Migliaia di Euro)	
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Power	20.952
Proventi di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura vendite Gas	
Totale	20.952

Si presenta di seguito il dettaglio dei ricavi suddivisi per settore operativo e per area geografica, con il confronto rispetto al semestre precedente:

(Milioni di Euro)	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Eolico	225	226
Termoelettrico	176	205
Idroelettrico	59	62
Solare	38	37
Corporate	0	0
Totale	498	530

(Milioni di Euro)	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Italia	399	451
Francia	48	34
Germania	27	20
Polonia	10	9
Bulgaria	7	7
Romania	7	8
UK	-	-
Totale	498	530

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.

Nel corso del 2019 sono state aggiornate le tempistiche di erogazione degli incentivi a decorrere dalle competenze di luglio 2019. Secondo la Comunicazione del GSE, per il generico mese "m" il pagamento, a seguito della pubblicazione del rendiconto in cui sono evidenziati gli incentivi spettanti per il mese "m+1", avviene entro la fine del mese "m+2".

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

NOTA 22 - ALTRI PROVENTI

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Indennizzi	5.761	1.026
Recuperi di spese	181	174
Plusvalenze da alienazioni	6	-
Sopravvenienze attive	1.200	2.336
Proventi per sottensioni idroelettrico	1.159	1.095
Proventi per rivendita capacità di trasmissione elettrica	1.064	41
Altri proventi	1.321	1.661
Totale	10.692	6.333

Gli altri proventi comprendono, principalmente, i rimborsi assicurativi, gli indennizzi, i recuperi di spese e i contributi in conto esercizio.

Nel corso del semestre è stato incassato un rimborso assicurativo (4,7 milioni) a titolo di indennizzo di incidentalità verificatesi in anni pregressi in relazione all'impianto CCGT a Priolo Gargallo.

NOTA 23 - COSTI PER ACQUISTI

Il valore del primo semestre 2020 ammonta a 131 milioni di Euro (147 milioni di Euro nel primo semestre 2019) ed è relativo principalmente all'acquisto di energia elettrica dal GME e di gas da Eni ed Edison S.p.A.

Il decremento è legato principalmente ai minori costi di acquisto gas principalmente a seguito della significativa diminuzione del prezzo della commodity.

Si segnala che nei costi per acquisti è incluso l'impatto netto negativo pari a 25 milioni di Euro degli strumenti derivati per differenziali di copertura su commodities. Si presenta di seguito il dettaglio:

(Migliaia di Euro)

Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura acquisti Power	(3.746)
Oneri di derivati di cash flow hedge con obiettivi di copertura acquisti Gas	(21.106)
Totale	(24.852)

NOTA 24 - COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Costi per servizi	56.674	64.732
Affitti passivi, canoni e noleggi	12.561	13.101
Svalutazioni dei crediti	812	51
Accantonamenti per rischi ed oneri	92	4.639
Imposte e tasse	6.206	6.309
Altri costi di gestione	3.425	2.337
Totale	79.770	91.168

I costi per servizi sono così composti:

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Costi commerciali, di distribuzione e di trasporto	2.103	3.559
Manutenzioni e riparazioni	19.052	15.914
Utenze e somministrazioni	2.506	2.478
Assicurazioni	4.504	4.673
Consulenze	8.072	12.670
Pubblicità e promozioni	321	576
Emolumenti Amministratori	3.703	4.100
Emolumenti Sindaci	383	425
Prestazioni da gestore di rete	1.074	992
Costi per servizi da Priolo Servizi S.C.p.A.	4.034	4.319
Altri servizi	10.922	15.026
Totale	56.674	64.732

- 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 italiani ed esteri, l'IVA indetraibile per attività finanziaria di ERG S.p.A. e le altre imposte e tasse.

NOTA 25 - COSTI DEL LAVORO

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Salari e stipendi	23.090	22.609
Oneri sociali	7.077	6.478
Trattamento di fine rapporto	1.352	1.414
Altri costi del personale	1.061	3.601
Totale	32.582	34.101

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 2020 rappresentativo 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 diminuzione rispetto al periodo precedente in considerazione delle indennità riconosciute nel corso del primo semestre del 2019.

Nella tabella seguente viene presentata la composizione dell'organico del Gruppo ERG, (unità medie del periodo):

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Dirigenti	35	39
Quadri	201	186
Impiegati	348	344
Operai - Intermedi	181	181
Totale	765	751

Al 30 giugno 2020 l'organico complessivo dei dipendenti risulta pari a 765 unità.

NOTA 26 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI IMMOBILIZZAZIONI

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	35.168	30.690
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	113.762	114.595
Ammortamenti diritti d'uso	3.842	3.127
Totale	152.773	148.413

L'incremento del valore degli ammortamenti è principalmente riconducibile all'acquisizione di nuovi impianti eolici in Francia nel primo trimestre 2020 ed alla variazione di perimetro degli impianti eolici acquisiti in Germania nel 2019, parzialmente compensato dal decremento imputabile alla fine della vita utile di alcune componenti impiantistiche relative ai parchi eolici italiani.

NOTA 27 - PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Proventi		
Differenze cambio attive	45	8
Effetto rinegoziazione finanziamenti (gain IFRS 9)	4.189	60
Interessi attivi bancari	1.174	1.546
Strumenti finanziari derivati su tassi	11.538	37.216
Altri proventi finanziari	227	635
	17.174	39.465
Oneri		
Differenze cambio passive	(186)	(41)
Effetto rinegoziazione finanziamenti (loss IFRS 9)	(1.655)	(2.141)
Interessi passivi bancari	(18.907)	(18.601)
Strumenti finanziari derivati su tassi	(16.120)	(67.962)
Costo ammortizzato su mutui, finanziamenti e project financing	(2.252)	(52.124)
Oneri finanziari relativi alle passività per beni in leasing	(1.887)	(1.567)
Altri oneri finanziari	(961)	(2.212)
	(41.968)	(144.648)
Totale	(24.794)	(105.184)

L'effetto complessivo della rinegoziazione dei finanziamenti, pari a +2,5 milioni di Euro, si riferisce alla componente positiva di reddito netta generata a seguito dell'applicazione dell'IFRS 9 in ambito di modifiche non sostanziali delle passività finanziarie.

NOTA 28 - PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI NETTI

I proventi ed oneri da partecipazioni pari a 61 migliaia di Euro (-260 migliaia di Euro nel primo semestre 2019) si riferiscono alla quota di pertinenza del Gruppo relativa al risultato della Priolo Servizi S.C.p.A.

NOTA 29 - IMPOSTE SUL REDDITO

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Imposte correnti sul reddito	16.264	14.978
Imposte esercizi precedenti	(940)	183
Imposte differite e anticipate	(1.708)	(6.621)
Totale	13.616	8.540

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 circa 3 milioni di Euro (18 milioni di Euro nel primo semestre 2019) 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.

Si precisa che il Decreto Legge n. 34/2020 ("Decreto Rilancio"), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 128 del 19 maggio 2020, ha introdotto la cancellazione del versamento del saldo IRAP relativo al periodo di imposta 2019 e della prima rata dell'acconto IRAP relativo al periodo di imposta successivo (2020). Il beneficio relativo all'esonero del versamento del saldo e della prima rata di acconto IRAP è permanente e per il Gruppo ERG è complessivamente pari a circa 4.3 milioni di Euro.

Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico

IRES	
Risultato prima delle imposte	87.350
IRES teorica 24%	20.964
Impatto delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	(4.199)
Impatto ACE (Aiuto Crescita Economica)	(3.911)
Impatto delle variazioni fiscali permanenti	(2.512)
IRES corrente, differita e anticipata	10.342
IRAP	
Risultato operativo	112.083
Svalutazione crediti	812
Totale	112.896
IRAP teorica 5%	5.645
Effetto aliquota IRAP maggiorata per alcune società	(1.818)
Beneficio IRAP (Decreto Rilancio)	1.890
Impatto delle variazioni fiscali permanenti e delle rettifiche di consolidamento non rilevanti ai fini del calcolo delle imposte	(1.540)
IRAP corrente, differita e anticipata	4.177
Totale imposte teoriche	26.609
Totale IRES e IRAP a bilancio	14.519
Imposte esercizio precedente	(940)
Imposte sostitutive	37
TOTALE IMPOSTE A BILANCIO	13.616

NOTA 30 - RISULTATO NETTO ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE

Nel primo semestre 2020 il Gruppo non detiene attività classificate secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

NOTA 31 – POSTE NON RICORRENTI

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 dell'attività. 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. 2020		1° sem. 2019	
Ricavi		-		-
Altri Proventi		-		-
Costi per acquisti		-		-
Variazione delle rimanenze		-		-
Costi per servizi e altri costi operativi	1)	(3.435)	2)	(10.273)
Costi del lavoro		-	3)	(2.100)
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni		-		-
Proventi (oneri) finanziari netti	4)	2.533	5)	(70.774)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti		-	6)	(313)
Imposte sul reddito	7)	3.578	7)	17.496
Risultato netto poste non ricorrenti attività continue		2.676		(65.964)
Risultato netto poste non ricorrenti attività operative cessate		-		-
Risultato netto poste non ricorrenti		2.676		(65.964)
Risultato di azionisti terzi		-		-
Risultato netto poste non ricorrenti		2.676		(65.964)

Nel 1° semestre 2020:

- costi per servizi ed altri costi si riferiscono ad oneri accessori correlati ad operazioni di aggregazione aziendale, progetti non andati a buon fine e all'elargizione liberale effettuata dal Gruppo, pari a 2 milioni di Euro, correlata all'emergenza sanitaria Covid-19;
- proventi finanziari netti (Euro 2,5 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;
- le imposte sul reddito si riferiscono all'effetto fiscale delle poste sopra commentate ed all'esclusione dell'effetto positivo correlato all'affrancamento di parte delle attività immateriali connesse alla Business Combination Andromeda avvenuta nel 2019.

Nel 1° semestre 2019:

- 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;
- costi del lavoro correlati alle avviate procedure di riorganizzazione del Gruppo;
- oneri correlati alla chiusura anticipata dei finanziamenti e dei relativi IRS di ERG Wind Investments Ltd ed ERG Power S.r.l.;
- oneri correlati alla svalutazione di progetti eolici non andati a buon fine;
- le imposte sul reddito si riferiscono all'effetto fiscale delle poste sopra commentate.

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 poichè 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 infine che ERG S.p.A. ha rinnovato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale per il triennio 2019 -2021, con tacito rinnovo al termine di ogni triennio per un ulteriore triennio, con le società controllate (anche indirettamente) ERG Power Generation S.p.A., ERG Eolica San Vincenzo S.r.l., ERG Eolica Faeto S.r.l., ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., ERG Eolica Tirreno S.r.l., ERG Hydro S.r.l., ERG Power S.r.l. ed ERG Wind Bulgaria S.p.A.

Per quanto riguarda i termini degli accordi contrattuali che potrebbero prevedere che la controllante o le sue controllate forniscano sostegno finanziario a un'entità strutturata consolidata si rimanda alla [Nota 21 - Garanzie, impegni e rischi](#) del Bilancio Consolidato di Gruppo 2019.

[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.

NOTA 33 - RISULTATO NETTO PER AZIONE

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

	1° sem. 2020	1° sem. 2019
Risultato netto di competenza del Gruppo ⁽¹⁾	72.401	1.929
Numero medio di azioni in circolazione ⁽²⁾	148.869.920	148.866.945
Utile di Gruppo per azione base ^{(2) (3)}	0,495	0,017
Utile di Gruppo per azione diluito ^{(2) (3)}	0,495	0,017

(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".

Si riportano di seguito i criteri per la determinazione dei settori.

Il Gruppo ha i seguenti quattro settori operativi oggetto di informativa nella Relazione intermedia sulla Gestione e come dettagliato nel seguito, che corrispondono ai settori d'attività strategici. Tali settori forniscono prodotti e servizi diversi e sono gestiti separatamente poiché necessitano di tecnologie e strategie diverse.

Di seguito sono riassunte le attività di ciascun settore oggetto di informativa del Gruppo:

Eolico

ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.967 MW di potenza installata al 30 giugno 2020. 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 (874 MW operativi), in particolare in Francia (397 MW), Germania (272 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.

Informativa per settore operativo

	Eolico	Termo- elettrico	Idroelettrico	Solare	Corporate	TOTALE adjusted	Poste non ricorrenti	TOTALE reported	Attività operative cessate	TOTALE attività continue
<i>(Milioni di Euro)</i>										
1° SEMESTRE 2020										
Ricavi totali	225,0	176,4	58,7	37,7	17,0	514,8	-	514,8	-	514,8
Ricavi infrasettori	-	-	-	-	(17,0)	(17,0)	-	(17,0)	-	(17,0)
Ricavi	225,0	176,4	58,7	37,7	-	497,8		497,8	-	497,8
Margine operativo lordo	166,3	30,1	40,2	34,5	(8,1)	263,0	1,8	264,9	-	264,9
Ammortamenti e svalutazioni	(83,7)	(14,8)	(28,8)	(20,6)	(1,5)	(149,4)	(3,4)	(152,8)	-	(152,8)
Risultato operativo netto	82,6	15,3	11,4	13,9	(9,6)	113,6	(1,5)	112,1	-	112,1
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	-	0,1	-	-	-	0,1				
Investimenti in società collegate e joint venture	-	13,1	-	-	-	13,1	-	13,1	-	13,1
Investimenti in attività immobilizzate	26,4	11,7	2,4	0,9	0,7	42,1	-	42,1	-	42,1

Informativa per area geografica

	Italia	Francia	Germania	Polonia	Bulgaria	Romania	UK	TOTALE adjusted	Poste non ricorrenti	TOTALE reported	Attività operative cessate	TOTALE attività continue
(Milioni di Euro)												
1° SEMESTRE 2020												
Ricavi	399,3	47,9	26,8	10,3	6,9	6,7	-	497,8	-	497,8	-	497,8
Margine operativo lordo	193,3	35,2	18,3	8,2	4,4	4,2	(0,6)	263,0	1,8	264,9	-	264,9
Ammortamenti e svalutazioni	(113,7)	(16,8)	(11,4)	(2,9)	(2,1)	(2,5)	(0,0)	(149,4)	(3,4)	(152,8)	-	(152,8)
Risultato operativo netto	79,7	18,4	6,9	5,3	2,3	1,6	(0,6)	113,6	(1,5)	112,1	-	112,1
Proventi (oneri) da partecipazioni valutate al patrimonio netto	0,1							0,1				
Investimenti in società collegate e joint venture	13,1	-	-	-	-	-	-	13,1	-	13,1	-	13,1
Investimenti in attività immobilizzate	18,1	0,2	1,1	6,5	0,0	-	16,1	42,1	-	42,1	-	42,1

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

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria, il valore contabile ed il fair value. Sono escluse le informazioni sul fair value delle attività e delle passività finanziarie non valutate al fair value, quando il valore contabile rappresenta una ragionevole approssimazione del fair value.

	Fair value - Strumenti di copertura	Strumenti FVTPL	Strumenti FVOCI	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	Totale Valore Contabile	Fair Value
30/06/2020							
Partecipazioni	-	755	-	-	-	755	755
Altri crediti finanziari non correnti	-	-	-	38.492	-	38.492	38.492
Strumenti derivati	4.720	-	-	-	-	4.720	4.720
Altri crediti finanziari correnti ⁽¹⁾	-	-	-	13.700	-	13.700	13.700
Crediti commerciali	-	-	-	188.599	-	188.599	n/a
Titoli finanziari nel circolante	-	50.156	-	-	-	50.156	50.156
Altri crediti	-	-	-	152.714	-	152.714	n/a
Disponibilità liquide	-	-	-	643.456	-	643.456	n/a
Totale attività	4.720	50.912	-	1.036.962	-	1.092.593	
Mutui e finanziamenti	-	-	-	-	1.270.542	1.270.542	1.313.648
Project Financing no recourse	-	-	-	-	783.042	783.042	872.130
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	80.760	80.760	80.760
Debiti finanziari	-	-	-	-	21.022	21.022	21.022
Strumenti derivati	82.390	-	-	-	-	82.390	82.390
Debiti commerciali	-	-	-	-	59.217	59.217	n/a
Altri debiti	-	-	-	-	69.964	69.964	n/a
Totale passività	82.390	-	-	-	2.284.545	2.366.935	

(1) Nella colonna "Altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato" sono compresi per un importo pari ad Euro 3.773 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 2020, positivo per complessivi Euro 19.106 migliaia. Il Fair Value degli strumenti è rappresentato nella tabella di cui alla Nota 17 - Posizione Finanziaria Netta.

Gli strumenti valutati al Fair value rilevato nell'utile/perdita dell'esercizio (FVTPL) sono esclusivamente relativi a strumenti obbligatoriamente valutati al FVTPL in conformità all'IFRS 9.

Ad eccezione degli strumenti derivati, le altre passività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato.

Le voci più importanti da considerarsi parte della posizione finanziaria netta, sono relative a:

- Strumenti derivati
- Crediti finanziari
- Disponibilità liquide
- Mutui e finanziamenti
- Project financing no recourse
- Debiti verso banche a breve
- Debiti finanziari

Per quanto riguarda le voci più importanti ai fini del risultato economico, si evidenziano:

- Strumenti derivati
- Mutui e finanziamenti
- Project financing no recourse.

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 ⁽¹⁾	22.095	-	-
- Strumenti FVTPL ⁽²⁾	50.951	755	-
- Strumenti FVOCI	-	-	-
Totale	73.045	755	-
Passività finanziarie			
- Fair value - strumenti di copertura	26.618	55.771	-
- Fair value - strumenti FVTPL	-	-	-
- Altre passività finanziarie	531.455	1.756.104	-
Totale	558.074	1.811.876	-

(1) Nella voce "Fair value – strumenti di copertura" è ricompreso il valore del fair value attivo degli strumenti derivati futures a copertura del rischio del prezzo di commodities per un importo pari ad Euro 18.312 migliaia. Tale importo non è separatamente esposto nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato in quanto riferito a strumenti regolati sulla base del c.d. modello "settled-to-market" ed i fair value di tali strumenti sono, quindi, liquidati attraverso una Controparte Centrale (c.d. CCP)

(2) Nella voce "strumenti FVTPL" è ricompreso il valore del fair value attivo degli strumenti derivati futures non di hedge accounting sul prezzo di commodities per un importo pari ad Euro 795 migliaia. Tale importo non è separatamente esposto nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato in quanto riferito a strumenti regolati sulla base del c.d. modello "settled-to-market" ed i fair value di tali strumenti sono, quindi, liquidati attraverso una Controparte Centrale (c.d. CCP).

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 50.156 migliaia, al fair value positivo dei contratti derivati futures su commodities per un importo pari ad Euro 18.312, dei CFD su commodities per un importo pari ad Euro 3.783, al fair value positivo degli strumenti derivati futures non di hedge accounting sul prezzo di commodities per un importo pari ad Euro 795 migliaia, al fair value negativo dei contratti derivati swap a copertura del prezzo del gas per un importo pari a Euro 26.618 migliaia, oltre che al fair value del prestito obbligazionario Green Bond emesso dalla capogruppo ERG S.p.A. per un importo pari ad Euro 531.455 migliaia.

Sono classificati nel livello 2 principalmente i finanziamenti corporate, i project financing e 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

I principali rischi identificati e attivamente gestiti dal Gruppo ERG sono i seguenti:

- il rischio di credito, col quale si evidenzia la possibilità di insolvenza (default) di una controparte o l'eventuale deterioramento del merito creditizio assegnato;
- il rischio di mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di cambio, principalmente tra Euro e dollaro americano, dei tassi di interesse, nonché dalla variazione dei prezzi dei prodotti venduti e degli acquisti di materie prime (rischio volatilità prezzo commodity);
- il rischio di liquidità, che esprime il rischio che le risorse finanziarie disponibili risultino insufficienti a mantenere i propri impegni di pagamento.

Il Gruppo ERG attribuisce grande importanza alla identificazione e misurazione dei rischi e ai connessi sistemi di controllo, in modo da poter garantire una gestione efficiente dei rischi assunti. Coerentemente con tale obiettivo, è stato adottato un sistema di *Risk Management* avanzato che garantisce, nel rispetto delle politiche esistenti in materia, l'individuazione, la misurazione e il controllo a livello centrale per l'intero Gruppo del grado di esposizione ai singoli rischi. La funzione *Group Risk Finance & Corporate Finance* assicura la coerenza con i limiti di rischio assegnati e fornisce adeguato supporto con le proprie analisi, sia alle singole società controllate sia al Risk Committee e all'Alta Direzione della Capogruppo, per le decisioni di tipo strategico.

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito, insito nella probabilità che una determinata controparte non riesca a far fronte alle proprie obbligazioni contrattuali, viene gestita attraverso opportune analisi e valutazioni anche supportate da primari provider sull'analisi del rischio credito, attribuendo ad ogni controparte un rating interno (Internal Based Rating, indice sintetico di valutazione del merito creditizio). La classe di rating fornisce una stima della probabilità di insolvenza (default) di una determinata controparte da cui dipende il grado di affidamento assegnato, che viene puntualmente monitorato e che non deve mai essere superato. La scelta delle controparti relativamente sia al business industriale sia alle negoziazioni finanziarie sottostà alle decisioni del Credit Committee le cui scelte sono supportate dalle analisi del merito creditizio.

Anche il rischio di concentrazione, sia per cliente sia per settore viene monitorato in continuo senza però aver mai presentato situazioni di allerta.

Al 30 giugno 2020, l'esposizione massima al rischio di credito su crediti commerciali, suddivisa per regione geografica, è la seguente:

Migliaia di Euro	30/06/2020	31/12/2019
Italia	140.788	142.200
Francia	8.883	11.055
Germania	4.599	6.808
Bulgaria	6.220	6.307
Polonia	5.569	4.282
Romania	22.539	22.814
UK	-	-
Totale	188.599	193.466

Il valore contabile dei crediti include un importo pari a circa Euro 76 milioni relativi ai due principali clienti del Gruppo, gestori in Italia del mercato e dei servizi elettrici.

Di seguito viene presentata l'analisi dei crediti commerciali in essere a fine periodo.

Lo scadenziario dei crediti è presentato già al netto del relativo fondo svalutazione crediti.

Migliaia di Euro	30.06.20	31.12.19
Crediti non scaduti	168.075	180.601
Crediti scaduti :		
entro 30 gg.	10.098	8.744
entro 60 gg.	6.402	763
entro 90 gg.	564	747
oltre 90 gg.	3.460	2.612
Totale	188.599	193.466

La tabella sottostante fornisce informazioni circa l'esposizione del Gruppo ERG al rischio di credito a fine esercizio, mediante classificazione dei crediti non scaduti (vedi [Nota 9 – Crediti Commerciali](#)) in funzione del merito creditizio corrispondente ai rating assegnati dall'information provider internamente assegnati.

Migliaia di Euro	30/06/2020	31/12/2019
Valutazione AAA	0	0
Valutazione AA+ / AA-	13.482	17.863
Valutazione A+ / A-	5.790	3.720
Valutazione BBB+ / BBB-	125.347	101.680
Valutazione BB+ / BB-	2.600	40.618
Valutazione B+ / B-	16.682	15.122
Valutazione CC	56	-
Valutazione CCC	2.707	264
Crediti verso imprese del Gruppo non consolidate integralmente	1.412	1.334
Non assegnati	-	-
Totale	168.074	180.602

In relazione ai crediti non oggetto di svalutazione il Gruppo assegna a ciascuna esposizione una classe di rating creditizio che fornisce una previsione del rischio di perdita e considera la comprovata esperienza nel valutare i crediti. Le classi di rating creditizio vengono definite utilizzando fattori qualitativi e quantitativi indicanti il rischio di inadempimento.

La tabella seguente mostra l'esposizione al rischio di credito e le perdite attese sui crediti commerciali al 30 giugno 2020 (rispetto alla tabella di cui sopra il valore contabile è iscritto al netto di poste iscritte nel passivo a rettifica dei crediti e dei crediti già incassati alla data del presente documento).

(Migliaia di Euro)	Valore contabile	Percentuale di perdita medio ponderata	Expected Losses
Valutazione AAA	4.599	0,01%	0
Valutazione AA+ / AA-	8.884	0,01%	0
Valutazione A+ / A-	5.826	0,01%	0
Valutazione BBB+ / BBB-	128.830	0,30%	382
Valutazione BB+ / BB-	7.957	0,33%	26
Valutazione B+ / B-	19.387	1,26%	244
Valutazione CCC	2.718	3,11%	85
Valutazione CC	58	9,89%	6
Totale	178.259		743

Il Gruppo ERG attua da sempre una strategia di mitigazione di tale rischio che prevede, in linea con la Risk Policy, un portafoglio focalizzato principalmente vs grandi clienti Industriali sia in ambito nazionale che internazionale a cui viene riconosciuta una elevata solidità ed affidabilità; pertanto anche in questo momento storico, il rischio credito verso tali controparti rimane contenuto. Nel periodo, pertanto, non si è dovuto procedere alla svalutazione di crediti con specifico riferimento agli impatti dell'emergenza sanitaria.

Rischio di liquidità

Si identifica con il rischio che le risorse finanziarie possano non essere sufficienti a coprire tutti gli obblighi in scadenza. A oggi il Gruppo ERG garantisce con la generazione di flussi di cassa e con la disponibilità di linee di credito messe a disposizione da controparti diverse, l'adeguata copertura dei propri fabbisogni finanziari.

Le seguenti tabelle riassumono il profilo temporale delle passività finanziarie del Gruppo al 30 giugno 2020 e al 31 dicembre 2019 sulla base dei pagamenti contrattuali non attualizzati.

30/06/2020 (Migliaia di Euro)	Scadenziere dei debiti				
	Su richiesta	inferiore a 3 mesi	da 3 a 12 mesi	da 1 a 5 anni	superiore a 5 anni
Mutui e finanziamenti	-	1.999	22.402	1.310.897	8.820
Project Financing no recourse	-	19.570	101.301	435.006	344.816
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	-
Strumenti derivati	-	1.162	17.198	28.691	12.877
Debiti commerciali	24.639	34.578	-	-	-
Totale passività	24.639	57.309	140.901	1.774.593	366.513

31/12/2019 (Migliaia di Euro)	Scadenziere dei debiti				
	Su richiesta	inferiore a 3 mesi	da 3 a 12 mesi	da 1 a 5 anni	superiore a 5 anni
Mutui e finanziamenti	-	2.320	22.929	817.389	522.823
Project Financing no recourse	-	16.277	111.596	441.182	378.576
Debiti verso banche a breve	-	-	-	-	-
Strumenti derivati	-	1.162	21.057	22.867	1.423
Debiti commerciali	22.169	65.661	-	-	-
Totale passività	22.169	85.420	155.581	1.281.438	902.822

Il rischio liquidità è monitorato costantemente dal top management nell'ambito del Comitato Rischi. Il Gruppo ERG attua una strategia di mitigazione in linea con la Risk Policy che consentirà al Gruppo di essere solvibile sia in condizioni di normale operatività che in condizioni di crisi, attraverso un'accurata pianificazione e monitoraggio della propria struttura finanziaria. Tale strategia è volta da un lato a garantire il mantenimento di un adeguato livello di liquidità, attraverso la sistematica generazione di cassa da parte delle proprie attività di business, e dall'altro a ottimizzare il costo del funding, attraverso il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e composizione del debito. Anche nell'attuale contesto di riferimento (Covid-19), il rischio liquidità rimane limitato, peraltro senza significativi impatti attesi nel corso del 2020.

EMTN Euro Medium Term Notes Programme

In data 19 dicembre 2018 ERG S.p.A. ha perfezionato un programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) per un importo massimo complessivo di Euro 1.000 milioni, a seguito di quanto approvato lo scorso 13 dicembre 2018 dal Consiglio di Amministrazione.

Il programma, della durata di un anno, rinnovabile a scadenza, prevede la possibilità di emettere prestiti obbligazionari non convertibili che saranno quotati alla Borsa del Lussemburgo, da collocarsi presso investitori istituzionali operanti in Europa.

L'agenzia di rating Fitch Ratings ("Fitch") ha assegnato ad ERG S.p.A. un Issuer Default Rating di BBB- con outlook stabile ed al programma EMTN un rating "BBB-".

Questa operazione consentirà ad ERG di ottimizzare la capacità di cogliere le opportunità di finanziamento offerte da investitori istituzionali sul mercato dei capitali ("Debt Capital Market" o "DCM"), attraverso una tempestiva futura emissione di obbligazioni.

Il Consiglio di Amministrazione ha rinviato a successive delibere l'approvazione delle singole emissioni di titoli nell'ambito del Programma EMTN, nonché la definizione di termini, durata e condizioni.

Si segnala che, nel mese di giugno 2020, ERG ha perfezionato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 2 miliardi.

Rischio di mercato

Comprende il rischio di cambio, il rischio di tasso di interesse e il rischio prezzo delle commodity. La gestione di tali rischi è disciplinata dalle linee guida indicate nella Policy di Gruppo e da procedure interne all'area Finance.

Inoltre sono state sviluppate specifiche politiche e procedure di risk management, basate sulle best practice di settore, per la continua misurazione dei livelli di esposizione al rischio rispetto ad un valore di Risk Capital allocato dalla capogruppo.

Rischio di tasso di interesse

Identifica la variazione dell'andamento futuro dei tassi di interesse che potrebbero determinare maggiori costi per il Gruppo. Il contenimento del rischio di tasso viene perseguito mediante l'utilizzo di contratti derivati come Interest Rate Swap e Interest Rate Option (plain vanilla).

Le seguenti tabelle rappresentano l'impatto sull'utile ante imposte (a causa di variazioni del fair value delle attività e delle passività finanziarie) e sul patrimonio netto di Gruppo (dovuto a variazioni del valore equo degli strumenti derivati in cash flow hedge) del cambiamento del tasso di interesse del +/-1%, mantenendo fisse tutte le altre variabili.

Milioni di Euro	1° sem. 2020	2019
Impatto a Conto Economico		
Shock-up (variazione tasso di interesse +1%)	2,2	4,5
Shock-down (variazione tasso di interesse -1%)	(12,2)	(8,0)
Impatto a Patrimonio Netto		
Shock-up (variazione tasso di interesse +1%)	40,4	41,2
Shock-down (variazione tasso di interesse -1%)	(38,7)	(43,0)

Rischio commodity

Il rischio prezzo delle merci è insito nella variazione inattesa dei prezzi delle materie prime, dell'approvvigionamento dei servizi, dei prodotti finiti e dei servizi immessi sul mercato per la vendita.

Il Gruppo pone in essere tutte le strategie di gestione dei rischi necessarie al fine di non incorrere in danni economici derivanti dalla volatilità del prezzo di vendita e acquisto dell'Energia Elettrica e dalle fluttuazioni del Clean Spark Spread.

Le tabelle sotto riportate considerano gli strumenti finanziari derivati legati a diverse tipologie di commodities e rappresentano a fronte di ragionevoli cambiamenti dei prezzi, mantenendo fisse tutte le altre variabili, l'impatto sulle variazioni dell'utile ante imposte (a causa di variazioni del fair value delle attività e delle passività finanziarie) e del patrimonio netto di Gruppo (dovuto a variazioni del valore equo degli strumenti derivati in cash flow hedge) del cambiamento del prezzo delle commodity del +/-25%.

Milioni di Euro	1° sem. 2020	2019
Impatto a Conto Economico		
Shock-up (variazione prezzo commodities +25%)	0,6	(0,3)
Shock-down (variazione prezzo commodities -25%)	(0,6)	0,3
Impatto a Patrimonio Netto		
Shock-up (variazione prezzo commodities +25%)	(15,8)	(16,9)
Shock-down (variazione prezzo commodities -25%)	15,8	16,9

Strumenti derivati utilizzati

Le principali tipologie di strumenti derivati adottati nella gestione dei rischi finanziari, con il solo fine di copertura, sono i seguenti:

Opzioni: contratto con il quale una delle parti, pagando un corrispettivo (premio) all'altra, acquista il diritto di comprare (call option) o di vendere (put option), a una data futura, un certo quantitativo di strumenti finanziari (sottostante) a un prezzo stabilito (prezzo di esercizio);

Forward o contratti a termine: prevedono l'acquisto o la vendita tra due parti di un determinato bene (sottostante) a una data futura e a un prezzo prefissato al momento della stipula del contratto; rientrano in questa categoria anche i contratti futures, che a differenza dei contratti forward, sono standardizzati, negoziati in lotti e per scadenze predeterminate all'interno di mercati regolamentati.

Swap: contratto che determina tra due parti lo scambio di flussi di pagamenti a date certe. I pagamenti possono essere espressi nella stessa valuta o in valute differenti e il loro ammontare è determinato in relazione a un sottostante.

Gli strumenti derivati perfezionati da ERG e volti a fronteggiare l'esposizione ai rischi finanziari in essere al 30 giugno 2020 sono:

Derivati su tasso di interesse

- strumenti di tipo Interest Rate Option che consentono di fissare dei limiti superiori (cap) e inferiori (floor) alle oscillazioni del tasso di interesse relativamente a finanziamenti indicizzati a un tasso variabile;
- strumenti di tipo Interest Rate Swap per ricondurre al profilo di rischio ritenuto più opportuno i prestiti bancari a tasso fisso e variabile. Gli IRS prevedono che le controparti, con riferimento a un valore nozionale definito e a scadenze temporali prefissate, scambino tra loro flussi di interesse calcolati in relazione a tassi fissi o a parametri di tasso variabile in precedenza concordati.

Derivati su commodity

- strumenti di tipo CfD (Contract for Difference), utilizzati per la gestione del rischio volatilità del prezzo dell'energia elettrica; tale strumento consente di acquistare o di vendere in maniera sintetica quantità di energia elettrica liquidando a scadenza il differenziale tra il prezzo concordato e quello di mercato rilevato nel periodo di riferimento.

Riepilogo degli strumenti derivati utilizzati

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 2020 sono i seguenti:

Tipologia	Rischio coperto	30/06/2020		31/12/2019		
		Nozionale di riferimento	Fair Value	Nozionale di riferimento	Fair Value	
Strumenti in Cash Flow Hedge				(Migliaia di Euro)		
A	Interest Rate Swap e Interest Rate Cap	Rischio economico tasso di interesse	1.583 milioni di Euro	(55.771)	1.613 milioni di Euro	(39.927)
B	Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	4.638 migliaia di MWh	(26.603)	4.746 migliaia di MWh	(21.166)
C	Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	4.068 migliaia di Mwh	18.312	4.653 migliaia di Mwh	12.687
D	CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	722 migliaia di MWh	3.783	684 migliaia di MWh	1.824
Totale strumenti in Cash Flow Hedge				(60.280)		(46.583)
Strumenti non Hedge Accounting						
B	Swap copertura rischio prezzo gas	Rischio transattivo commodity	87 migliaia di MWh	(16)	– migliaia di MWh	–
D	CFD copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	– migliaia di MWh	–	– migliaia di MWh	–
C	Futures copertura rischio prezzo energia elettrica	Rischio transattivo commodity	3.692 migliaia di MWh	795	1.799 migliaia di MWh	(248)
Totale strumenti non Hedge Accounting				779		(248)
TOTALE STRUMENTI DERIVATI				(59.501)		(46.831)

A. Interest Rate Swap e Interest Rate Cap e Floor.

Operazioni a copertura del rischio economico "tasso d'interesse" rischio legato alle variazioni dei tassi di interesse sui finanziamenti.

I nozionali di riferimento delle coperture si riferiscono alle seguenti società:

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

Al 30 giugno 2020 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 55,7 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 2020 si rileva un fair value complessivo negativo pari a 26,6 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 2020 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 19,1 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 2020 si rileva un fair value complessivo positivo pari a 3,8 milioni di Euro.

Con riferimento all'impatto sul conto economico complessivo degli strumenti derivati di copertura si rimanda allo schema [Altre componenti di conto economico complessivo](#).

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

In aggiunta ai fatti commentati nella precedente Nota 20, si riportano i seguenti fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.

Data	Settore	Fatto di rilievo	Comunicato stampa
1 luglio 2020	Corporate	ERG S.p.A. ha perfezionato il rinnovo del programma di emissioni di prestiti obbligazionari non convertibili a medio lungo termine (Euro Medium Term Notes Programme - EMTN) aumentando l'importo massimo complessivo a Euro 2.000 milioni, a seguito di quanto approvato lo scorso 18 giugno 2020 dal Consiglio di Amministrazione. Il rinnovo e l'incremento del programma EMTN consentiranno ad ERG di continuare a beneficiare della flessibilità offerta da questo strumento in caso di future emissioni di obbligazioni.	Comunicato Stampa del 1 luglio 2020
6 luglio 2020	Corporate	Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG (Environmental, Social, Governance), ha confermato per ERG S.p.A. il rating Advanced, il più elevato nella propria scala di valutazione, riconoscendo il forte impegno della società in ambito ESG ed il valore della sua politica di responsabilità sociale	Comunicato Stampa del 6 luglio 2020
31 luglio 2020	Corporate	Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha autorizzato l'emissione, entro il 1° luglio 2021, a valere sul proprio Programma EMTN (Euro Medium Term Notes – vedasi CS del 1° luglio 2020), di uno o più prestiti obbligazionari, non convertibili e non subordinati, che potranno anche qualificarsi come "green bond", con un taglio minimo pari a 100.000 Euro e un controvalore complessivo nominale fino a un massimo di 500 milioni di Euro, da collocare presso investitori istituzionali qualificati e quotare presso la Borsa del Lussemburgo.	Comunicato Stampa del 31 luglio 2020

NOTA 38 - PRINCIPALI PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Nella redazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2020 sono stati applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di redazione utilizzati per la redazione del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2019, ad eccezione di quanto prescritto dal principio contabile IFRS 3, la cui prima applicazione è prevista dal 1° gennaio 2020.

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.

Partecipazioni di terzi (i.e. minoranze)

Le partecipazioni di terzi, se presenti, sono valutate in proporzione alla relativa quota di attività nette identificabili dell'acquisita alla data di acquisizione.

Le variazioni della quota di partecipazione del Gruppo in una società controllata che non comportano la perdita del controllo sono contabilizzate come operazioni effettuate tra soci in qualità di soci.

Partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto - Società collegate e joint venture

Le collegate, sono entità sulle cui politiche finanziarie e gestionali il Gruppo esercita un'influenza notevole, mentre le joint venture sono rappresentate da un accordo tramite il quale il Gruppo vanta diritti sulle attività nette piuttosto che vantare diritti sulle attività ed assumere obbligazioni per le passività.

Le società collegate e le joint venture sono contabilizzate secondo il metodo del patrimonio netto e rilevate inizialmente al costo. Il costo dell'investimento include i costi di transazione. Il bilancio consolidato comprende la quota di pertinenza del Gruppo degli utili o delle perdite delle partecipate rilevate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla data in cui detta influenza notevole o controllo congiunto cessano.

Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata/joint venture ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, dopo aver azzerato il valore della partecipazione, si accantona la quota delle perdite di competenza nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite, nei confronti dell'impresa partecipata, a coprire le perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto o in relazione alla sua sfera di attività.

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le situazioni contabili delle società controllate utilizzate ai fini del consolidamento sono redatte al 30 giugno 2020 con gli stessi principi contabili del Gruppo ed espresse in Euro.

Nella preparazione del Bilancio Consolidato vengono assunte linea per linea le attività, le passività, nonché i costi ed i ricavi delle imprese consolidate nel loro ammontare complessivo, attribuendo ai soci di minoranza, in apposite voci dello stato patrimoniale e del conto economico, la quota del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio di loro spettanza. La quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale avviamento ad essi riferibile.

Il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle im-

prese partecipate attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente alla data di acquisizione del controllo. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento"; se negativa è rilevata a conto economico, come previsto dall'IFRS 3 (Aggregazioni aziendali).

Operazioni infragruppo

L'applicazione del metodo "integrale", intesa ad eliminare l'influenza di tutte le operazioni infragruppo sulla situazione patrimoniale ed economica consolidata, determina per le società incluse nell'area di consolidamento l'eliminazione dei reciproci rapporti di credito e debito, dei costi e ricavi e degli utili, se significativi, originati da cessioni di prodotti ed attività.

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

Il Bilancio Consolidato 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 2020 in moneta diversa dall'Euro :

cambio: valuta estera / Euro	Valuta	Situazione Patrimoniale-Finanziaria⁽¹⁾	Conto Economico⁽²⁾
Polonia	PLN - Zloty	4,456	4,412
Romania	RON - Leu Romeno	4,844	4,817
UK	GBP - Sterlina britannica	0,912	0,875
Bulgaria	BGN - LEV Bulgaro	1,960	1,960

(1) cambio al 30 giugno 2020

(2) cambio medio del primo semestre 2020

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	1.961.986
ERG Power Generation S.p.A.					
Corni Eolian SA	Costanza (Romania)	100%	100%	152.000	33.439
ERG Eolica Adriatica S.r.l.	Genova	100%	100%	10	33.090
ERG Eolica Campania S.p.A.	Genova	100%	100%	120	62.055
ERG Eolica Faeto S.r.l.	Genova	100%	100%	10	8.069
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l.	Catanzaro	100%	100%	50	34.349
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	Genova	100%	100%	10	(695)
ERG Eolica San Vincenzo S.r.l.	Genova	100%	100%	3.500	12.385
ERG Eolica Tirreno S.r.l.	Camporeale	100%	100%	10	11
ERG Eolienne France S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	61.143	62.358
ERG Hydro S.r.l.	Genova	100%	100%	50.000	728.677
ERG Power S.r.l.	Genova	100%	100%	5.000	186.503
ERG Solar Holding 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	20	19.784
ERG UK Holding Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	n.d.	n.d.
ERG Wind 105 GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(1.183)
ERG Wind Bulgaria S.p.A.	Genova	100%	100%	50	25.778
ERG Wind France 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.097	2.783
ERG Wind Investments Ltd	Gibilterra	100%	100%	112.993	114.155
ERG Wind Neunte GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	101
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	(1.047)
ERG Wind RE Beteiligungs GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	25	9
EW Ornet 2 Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	164.688	136.843
Green Vicari S.r.l.	Camporeale	100%	100%	119	17.053
ISAB Energy Solare S.r.l.	Genova	100%	100%	100	(68)
ERG Development Germany GmbH & Co.KG	Hannover (Germany)	100%	100%	3	2
Andromeda PV S.r.l.	Genova	100%	78,5%	50	101.355
Laszki Wind Wp.Z.o.o.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	5	(1.207)

(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 e Laszki Wind Wp.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%	2.199	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
ERG 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
ERG Wind French Holdings S.a.s.					
WP France 10 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	(33)
WP France 6 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	6	33
ERG France S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	2.000	(2.508)
Les Moulins de Fruges S.a.s.					
Ferme Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	2.100	(16.288)
Parc Eolienne De Saint Pierre De Maillé 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	5.639	2.220
Holding Quesnoy 2 S.a.s.					
Holding Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	2.810	1.923
Holding Chery S.a.s.					
ERG Energies Renouvelables S.a.s.					
ERG Developpement France 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	26.564
ERG Solar Piemonte 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.048
ERG Solar Piemonte 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	797
ERG Solar Piemonte 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	2.638
ERG Solar Piemonte 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	459
ERG Solar Holding S.r.l.					
Calabria Solar S.r.l.	Genova	100%	100%	10	396
ERG Solar Campania S.r.l.	Genova	100%	100%	100	2.874
ERG Solar Marche 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	717
ERG Solar Marche 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	362
ERG Solar Puglia 1 S.r.l.	Genova	100%	100%	50	1.696
ERG Solar Puglia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	100	551
ERG Solar Puglia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	110	1.097
ERG Solar Sicilia S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	2.051
Heliospower 1 S.r.l.	Palermo	100%	100%	59	3.086
Longiano Solar S.r.l.	Genova	100%	100%	708	1.431
SR05 S.r.l.	Genova	100%	100%	25	696
ERG UK Holding Ltd					
Craigmore Energy	Co. Antrim (Nord Irlanda)	100%	100%	-	-
Creag Riabhach Wind Farm Ltd	Edimburgo (UK)	100%	100%	4	4
Evishagaran Windfarm Ltd	Belfast (UK)	100%	100%	-	(1)
Sandy Knowe Wind Farm Ltd	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	(89)
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)

(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 Bulgaria S.p.A.					
Globo Energy EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.239	2.797
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	2.707
Mark 2 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	2.103	2.720
VG-1 EOOD	Sofia (Bulgaria)	100%	100%	777	1.104
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	(39)
Cepe Pays De Montbeliard S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	365	(1.998)
Cepe de Murat S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	444	3.703
Cepe de Saint Florentin S.n.c.	Parigi (Francia)	100%	100%	251	(3.419)
Ferme Eolienne de Teterchen S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	3.710
Parc Eolien du Bois de l'Arche S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	100	5.577
Parc Eolien du Bois de Bigot S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	80	3.225
ERG Wind French Holdings S.a.s.					
Parc Eolien de la Chaude Vallee S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(790)
Parc Eolien de Morvillers S.a.r.l.	Parigi (Francia)	100%	100%	8	(639)
Parc Eolien de Garcelles-Sacqueville S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(925)
Parc Eolien du Patis S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	1.164	1.283
Parc Eolien Hauts Moulins	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.266)
Parc Eolien Moulins des Camps	Parigi (Francia)	100%	100%	15	(2.013)
Parc Eolien de St Riquier 1 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.724)
SAS Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Souterraine	Parigi (Francia)	100%	100%	505	(13)
Parc Eolien de Oyre Saint Sauveur	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.153)
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Nouvion S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(1.218)
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	83.335
ERG Wind Energy S.r.l.	Genova	100%	100%	1.000	24.500
ERG Wind Leasing 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	10	369
ERG Wind Sardegna S.r.l.	Genova	100%	100%	77	53.656
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	51.313
ERG Wind Sardegna S.r.l.					
ERG Wind Sicilia 2 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	34.346
ERG Wind Sicilia 4 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	10.806
ERG Wind Sicilia 5 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	16.519
ERG Wind 2000 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	19.333
ERG Wind Sicilia 6 S.r.l.					
ERG Wind 6 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	36.759
ERG Wind Sicilia 3 S.r.l.	Genova	100%	100%	77	25.942
ERG Wind MEI 2-14-1 Ltd					
ERG Wind MEG 1 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	33.168	42.573
ERG Wind MEG 2 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	28.010	32.834
ERG Wind MEG 3 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	33.585	39.516
ERG Wind MEG 4 LLP ⁽³⁾	Londra (UK)	80%	100%	29.721	32.536

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

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

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale ⁽¹⁾⁽²⁾	Patrimonio Netto ⁽¹⁾⁽²⁾
ERG Wind Park Beteiligungs GmbH					
ERG Wind 117 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(918)
Voltwerk Energy Park 8 GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	56
Voltwerk Windpark Worzig GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	1.215
Voltwerk Windpark Beesenstedt GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	1.961
Windpark Cottbuser Halde GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	(5.737)
Windpark Achmer Vinte GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	7.500	436
ERG Wind Dobberkau GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	(1.913)
ERG Wind Hermersberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(385)
ERG Wind Ober Kostenz GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(1.255)
ERG Wind WB GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	(1.154)
ERG Wind Welchweiler GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	5	(1.565)
ERG Wind Weselberg GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	1	945
Windpark Linda GmbH & Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	2	(28)
UGE Barkow GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	2	758
UGE Barkow Zwei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	-	65
UGE Barkow Drei GmbH & und Co. KG	Amburgo (Germania)	100%	100%	(2)	100
ERG Germany GmbH	Amburgo (Germania)	100%	100%	210	598
EW Ormeta 2 Z.O.O.					
Blachy Pruszyński-Energy SP.Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	7.100	46.909
Hydro Inwestycje SP.Z.O.O.	Varsavia (Polonia)	100%	100%	42	37.050
Les Moulins de Fruges S.a.s.					
Societe D'exploitation Du Parc Eolien De Mont Felix S.a.r.l.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.891	1.739
Societe D'exploitation Du Parc Eolien De Fond Du Moulin S.a.r.l.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	344	(1.018)
Societe D'exploitation Du Parc Eolien Le Chemin Vert S.a.r.l.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.804	(1.607)
Societe D'exploitation Du Parc Eolien Le Marquay S.a.r.l.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	679	(938)
Societe D'exploitation Du Parc Eolien Les Trente S.a.r.l.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.935	(606)
Societe D'exploitation Du Parc Eolien De Sole De Bellevue S.a.r.l.	Strasburgo (Francia)	100%	100%	1.925	340
Holding Chery S.a.s.					
Ferme Eolienne De Chery S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.564)
Holding Quesnoy 2 S.a.s.					
Ferme Eolienne De Quesnoy-Sur-Airaines 2 S.a.s.	Parigi (Francia)	100%	100%	37	(2.019)

(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

Si segnala che:

- in data **16 dicembre 2019** è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Eolica Amaroni S.r.l. ed ERG Eolica Basilicata S.r.l. in ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l., e di ERG Eolica Calabria S.r.l. ed ERG Eolica San Cireo S.r.l. in ERG Eolica San Vincenzo S.r.l. Gli effetti delle fusioni sono decorsi dal 1° gennaio 2020.
- In data **9 dicembre 2019** con efficacia a decorrere dal 1° gennaio 2020 ERG Power Generation S.p.A. ha conferito a ERG Eolienne France S.a.s. le partecipazioni totalitarie detenute in WP France 6 S.a.s., ERG Wind French Holdings S.a.s. ed ERG France S.a.r.l.

- In data **8 gennaio 2020** con efficacia a decorrere dal 1° gennaio 2020 ERG Power Generation S.p.A. ha conferito a ERG Windpark Beteiligungs GmbH la partecipazione totalitaria detenuta in ERG Germany GmbH.
- In data **22 gennaio 2020** con efficacia a decorrere dal 1° gennaio 2020 ERG Power Generation S.p.A. ha conferito a ERG UK Holding Ltd le partecipazioni detenute in Creag Riabhach Wind Farm Ltd, Creggan Wind Farm Limited, Evishagaran Wind Farm Ltd, Longburn Wind Farm Limited, Sandy Knowe Wind Farm Limited e Rigghill Wind Farm Limited.
- In data **4 febbraio 2020** le società Creag Riabhach Wind Farm Ltd ed ERG UK Holding Ltd, con decorrenza 31 gennaio 2020 hanno trasferito la propria sede legale a Edimburgo.
- In data **11 febbraio 2020** le società UGE Barkow GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie, UGE Barkow Zwei GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie e UGE Barkow Drei GmbH & Co. KG Umweltgerechte Energie, con decorrenza dal 4 febbraio, hanno trasferito la propria sede legale ad Amburgo.
- in data **20 febbraio 2020** l'assemblea dei soci di EPURON Energies Renouvelables S.a.s. ha deliberato la variazione della propria denominazione sociale in ERG Energies Renouvelables S.a.s.

Elenco delle partecipazioni **valutate secondo il metodo del Patrimonio Netto**:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale ^{(1) (2)}	Patrimonio Netto ^{(1) (2)}	Valore di bilancio 31.12.2019
ERG Power S.r.l.						
Priolo Servizi S.c.p.A. ⁽³⁾	Melilli	23,7%	23,7%	28.100	55.093	13.029
Società collegate						13.029

(1) dati riferiti agli ultimi bilanci approvati

(2) dati espressi in migliaia di Euro

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

Elenco delle società rilevate secondo il metodo del costo:

	Sede legale	Quota di partecipazione diretta	Quota di partecipazione di Gruppo	Capitale Sociale ^{(1) (2)}	Patrimonio Netto ^{(1) (2)}	Valore di bilancio 31.12.2019
ERG S.p.A.						
ERG Petroleos S.A. ⁽³⁾	Madrid (Spagna)	100%	100%	3.050	(6.445)	-
Società controllate						-
ERG Power Generation S.p.A.						
Creggan Wind Farm Limited ⁽²⁾⁽⁴⁾	Seebeck House (UK)	100%	100%	-	-	-
Eolico Troina S.r.l. in liquidazione	Palermo	99%	99%	20	232	25
Longburn Wind Farm Ltd ⁽²⁾⁽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
Ferme Eolienne de la voie Sacree sud S.a.s. ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	10	(20)	10
Parc Eolien de la Foye S.a.s. ⁽⁶⁾	Parigi (Francia)	100%	100%	n.d.	n.d.	8
Società controllate						48
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	1.063	-
Meroil S.A.	Barcellona (Spagna)	0,87%	0,87%	19.077	68.722	310
R.U.P.E. S.p.A.	Genova	4,86%	4,86%	3.058	3.034	155
Altre società						465
TOTALE						773

(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 4,4 milioni.

(4) società valutate al costo in quanto non operative.

(5) società non operative di diritto francese costituite in data 31 dicembre 2018.

(6) società di diritto francese costituita in data 22 novembre 2019.

Partecipazioni in società collegate

Al fine dell'informativa relativa alla natura, misura ed effetti economico-finanziari delle quote del Gruppo in società collegate si rimanda a quanto riportato nel paragrafo [Elenco società del Gruppo](#).

La Priolo Servizi S.C.P.A è una 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%).

NOTA 39 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2020

Dal 1° gennaio 2020 sono divenuti applicabili, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti in relazione ai quali non si segnalano effetti significativi sul Bilancio Consolidato del Gruppo:

- *Amendments to References to Conceptual Framework in IFRS Standards*, emesso il 29 marzo 2018; il documento contiene modifiche all'IFRS 2, IFRS 3, IFRS 6, IFRS 14, IAS 1, IAS 8, IAS 34, IAS 37, IAS 38, IFRIC 12, IFRIC 19, IFRIC 20, IFRIC 22 e SIC-32;
- *Definizione della materialità (modifiche allo IAS 1 e IAS 8)*; emesso il 31 ottobre 2018. Lo IASB ha emesso emendamenti allo IAS 1 e IAS 8 con il fine di allineare la definizione di "materialità" ed allineare la definizione utilizzata nel Conceptual Framework e gli standard stessi;
- *Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse (modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7)*, emesso il 26 settembre 2019. La modifica si è resa necessaria a seguito della riforma dell'IBOR. Lo IASB ha pubblicato il documento al fine di tenere conto delle conseguenze della riforma sull'informativa finanziaria e in modo che le imprese possano continuare a rispettare le disposizioni presumendo che gli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistenti non siano modificati a seguito della riforma dei tassi interbancari.
- *Definizione di business (modifiche all'IFRS 3)*, emesso il 22 ottobre 2018. Lo IASB ha apportato le modifiche alla definizione di un'attività aziendale, volta a risolvere le difficoltà che sorgono quando una società determina se ha acquisito un business o un gruppo di assets. Le modifiche sono efficaci per le aggregazioni aziendali la cui data di acquisizione è successiva al 1 gennaio 2020. Tra le modifiche vi è la definizione di attività aziendale ossia dell'insieme integrato di attività e beni che può essere condotto e gestito allo scopo di fornire beni o servizi ai clienti e che genera proventi da investimento (quali dividendi o interessi) o altri proventi da attività ordinarie. Tale attività è "costituita da fattori di produzione e processi applicati a tali fattori che sono in grado di contribuire alla creazione di produzione". I tre elementi di un'attività aziendale sono:
 - i fattori di produzione: ossia qualsiasi risorsa economica che crei produzione o sia in grado di contribuire alla creazione di produzione quando le vengono applicati uno o più processi;
 - il processo: ossia qualsiasi sistema, standard, protocollo, convenzione o regola che, se applicato ai fattori di produzione, crei produzione o sia in grado di contribuire alla creazione di produzione;
 - la produzione: ossia il risultato di fattori di produzione e processi applicati ai fattori di produzione che forniscono beni o servizi ai clienti, generano proventi dell'investimento (quali dividendi o interessi) o generano altri proventi da attività ordinarie.
- L'IFRS 3 chiarisce che per essere considerato un'attività aziendale, un insieme integrato di attività e beni deve comprendere, come minimo, un fattore di produzione e un processo sostanziale che insieme contribuiscano in modo significativo alla capacità di creare produzione.

NOTA 40 - 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 2020

Non vi sono attualmente principi o modifiche ai principi omologati dall'Unione Europea, applicabili per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2020 e la cui applicazione anticipata è consentita.

NOTA 41 - PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS E IFRIC NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA

- Covid-19 Related rent concessions , Amendments to IFRS 16 Leases (entrata in vigore 1° gennaio 2020), emesso il 28 maggio 2020;
- Onerous Contracts - Cost of Fulfilling a Contract, Amendments to IAS 37 (entrata in vigore 1° gennaio 2022);
- Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use, Amendments to IAS 16 (entrata in vigore 1° gennaio 2022);
- Annual improvements - cycle 2018-2020, Amendments to IFRS 1, IFRS 9, IFRS 16 e IAS 41 (entrata in vigore 1° gennaio 2022);
- Reference to the Conceptual Framework, Amendments to IFRS 3 (entrata in vigore 1° gennaio 2022);
- Amendments to IFRS 4 Insurance Contracts – deferral of IFRS19 (issued on 25 June 2020)
- IFRS 17 Insurance Contracts (entrata in vigore 1° gennaio 2023);
- Emendamento allo IAS 1, 'Presentation of financial statements' sulla classificazione delle passività (entrata in vigore 1° gennaio 2023);

La valutazione degli eventuali impatti dei sopraccitati Principi è in corso.

NOTA 42 - DATA PUBBLICAZIONE DELLA RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

In data 31 luglio 2020 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, 31 luglio 2020

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 2020.
 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 2020 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 2020:
 - 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, 31 luglio 2020

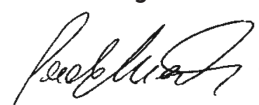
l'Amministratore Delegato

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 2020. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
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 10.415.500,00 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 2020*

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 2020 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, 31 luglio 2020

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. - luglio 2020

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

